BOLETIN OFICIAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA

BUENOS AIRES, MIERCOLES 13 DE MAYO DE 1992 AÑO C $ 0,20

Nº 27.387

1ª LEGISLACION Y AVISOS OFICIALES

MINISTERIO DE JUSTICIA

SECRETARIA DE ASUNTOS REGISTRALES

DIRECCION NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL

Domicilio legal: Suipacha 767
1008 - Capital Federal

Registro Nacional
de la Propiedad Intelectual
Nº 246.760

DR. RUBEN ANTONIO SOSA
DIRECTOR NACIONAL

DIRECTOR Tel. 322-3982

DEPTO. EDITORIAL Tel. 322-4009

INFORMES LEGISLATIVOS
Tel. 322-3788

SUSCRIPCIONES Tel. 322-4056

HORARIO: 9,30 a 12,30 hs.

RESOLUCIONES

Secretaría de Turismo

ADHESIONES OFICIALES

Resolución 269/92

Declárase de Interés Turístico la "Expo Sol'92" - Exposición Agro-Industrial, Comercial, Cultural y Minera.

Bs. As., 28/4/92

VISTO el Expediente Nº 587/92 del registro de la SECRETARIA DE TURISMO, y

CONSIDERANDO:

Que en la provincia de San Juan se realizará la "EXPO SOL'92" —Exposición Agro-Industrial, Comercial, Cultural y Minera— desde el 8 hasta el 18 de octubre de 1992.

Que esta muestra a llevarse a cabo en conmemoración del V Centenario del Descubrimiento de América cuenta con el apoyo del Gobierno de la Provincia de San Juan, de la que participarán empresas representativas de toda la comunidad con el objeto de organizar seminarios, jornadas, reuniones, certámenes literarios y exposiciones de arte.

Que es propósito de este organismo brindar su apoyo y colaboración a aquellos acontecimientos que por su significación a nivel nacional se constituyen en motivo de atracción turística.

Que la presente resolución se dicta en uso de las facultades conferidas por el Decreto Nº 1185 de fecha 20 de junio de 1991.

Por ello:

EL SECRETARIO DE TURISMO
RESUELVE:

Artículo 1º — Declarar de Interés Turístico la "EXPO SOL'92" — Exposición Agro-Industrial, Comercial, Cultural y Minera — a llevarse a cabo en la ciudad de San Juan —provincia de San Juan— desde el 8 hasta el 18 de octubre de 1992.

Art. 2º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Francisco Mayorga.

Secretaría de Turismo

ADHESIONES OFICIALES

Resolución 271/92

Declárase de Interés Turístico la Exposición Industrial.

Bs. As., 30/4/92

VISTO el Expediente Nº 664/92 del registro de la SECRETARIA DE TURISMO, y

CONSIDERANDO:

Que la Subsecretaría de Turismo de la provincia de San Luis informa sobre la realización de la EXPOSICION INDUSTRIAL a llevarse a cabo en la provincia de San Luis, desde el 6 hasta el 14 de noviembre de 1992.

Que este acontecimiento es considerado como una significativa muestra y motivo de atracción turística en cuanto hace al desarrollo del turismo puntano en el orden nacional.

Que es propósito de este organismo brindar su apoyo y reconocimiento a aquellos acontecimientos que por su importancia hacen a la promoción turística de nuestro país.

Que la presente resolución se dicta en uso de las facultades conferidas por el Decreto Nº 1185 de fecha 20 de junio de 1991.

Por ello,

EL SECRETARIO DE TURISMO
RESUELVE:

Artículo 1º — Declarar de Interés Turístico la EXPOSICION INDUSTRIAL a realizarse en la provincia de San Luis, desde el 6 hasta el 14 de noviembre de 1992.

Art. 2º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Francisco Mayorga.

Secretaría de Turismo

ADHESIONES OFICIALES

Resolución 272/92

Declárase de Interés Turístico la XXVIII Exposición de Otoño.

Bs. As., 30/4/92

VISTO el Expediente Nº 686/92 del registro de la SECRETARIA DE TURISMO, y

CONSIDERANDO:

Que la Asociación Criadores de Caballos Criollos organizará la XXVIII EXPOSICION DE OTOÑO, a llevarse a cabo en la ciudad de Buenos Aires, desde el 2 hasta el 12 de mayo de 1992.

Que este acontecimiento dedicado al caballo que se realiza en forma anual conforma un hecho de verdadera significación en el orden nacional.

Que la presente resolución se dicta en uso de las facultades conferidas por el Decreto Nº 1185 de fecha 20 de junio de 1991.

Por ello,

EL SECRETARIO DE TURISMO
RESUELVE:

Artículo 1º — Declarar de Interés Turístico la XXVIII EXPOSICION DE OTOÑO, a realizarse en la ciudad de Buenos Aires, del 2 al 12 de mayo de 1992.

Art. 2º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Francisco Mayorga.

Secretaría de Turismo

ADHESIONES OFICIALES

Resolución 273/92

Declárase de Interés Nacional el XIX Congreso Argentino de Agentes de Viajes.

Bs. As., 30/4/92

VISTO el Expediente Nº 663/92 del registro de la SECRETARIA DE TURISMO, y

CONSIDERANDO:

Que la Asociación Argentina de Agencias de Viajes y Turismo informa sobre la realización del XIX CONGRESO ARGENTINO DE AGENTES DE VIAJES, a llevarse a cabo en la ciudad de Mar del Plata, desde el 28 de octubre hasta el 2 de noviembre de 1992.

Que en este importante acontecimiento en el orden nacional participarán operadores y proveedores de servicios turísticos de todo el país y del exterior para desarrollar una temática específica de la actividad, realizándose además un Encuentro de Comercialización Turística y una Exposición de Turismo.

Que es propósito de este organismo brindar su apoyo y colaboración a aquellos acontecimientos que en el orden nacional hacen a la promoción turística de la REPUBLICA ARGENTINA.

Que la presente resolución se dicta en uso de las facultades conferidas por el Decreto Nº 1185 de fecha 20 de junio de 1991 y por el Decreto Nº 101 de fecha 16 de enero de 1985.

Por ello,

EL SECRETARIO DE TURISMO
RESUELVE:

Artículo 1º — Declarar de Interés Nacional el XIX CONGRESO ARGENTINO DE AGENTES DE

SUMARIO

VIAJES, a efectuarse en la ciudad de Mar del Plata —provincia de Buenos Aires— desde el 28 de octubre hasta el 2 de noviembre de 1992.

Art. 2º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Francisco Mayorga.

OBRAS SANITARIAS DE LA NACION

Resolución 80.497/92

Aclárase el artículo 1º de la Resolución Nº 79.981/91.

Bs. As., 6/5/92

VISTO el Expte.: 10.630-91-6, y

CONSIDERANDO:

Que por Resolución Nº 79.981 de fecha 30 de setiembre de 1991 se establecieron las multas a que se refiere el ANEXO I del Capítulo XVII, régimen de sanciones, del Reglamento para las Instalaciones Sanitarias Internas y Perforaciones.

Que a fs. 12, la GERENCIA DE SERVICIOS, informa que en la determinación de los valores de las multas que figuran en el Artículo 1º de la mencionada resolución, no se incluyó el Impuesto al Valor Agregado.

Que la GERENCIA GENERAL DE COMERCIALIZACION y las GERENCIAS DE FINANZAS Y CONTABILIDAD Y COMERCIAL han tomado la intervención que les compete.

Por ello:

EL INTERVENTOR
GENERAL
RESUELVE:

Artículo 1º — Aclárase el Artículo 1º de la Resolución Nº 79.981 de fecha 30 de setiembre de 1991, indicándose que los importes establecidos en dicha Resolución no incluyen la incidencia del Impuesto al Valor Agregado, debiéndose aplicar a la facturación correspondiente el I.V.A. con sujeción a las normas vigentes.

Art. 2º — Comuníquese al BOLETIN y por el DEPARTAMENTO DESPACHO cúrsese nota a la DIRECCION NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL solicitando la publicación de la presente; hecho, siga a la GERENCIA GENERAL DE OPERACIONES, a la GERENCIA DE SERVICIOS y a la GERENCIA GENERAL DE COMERCIALIZACION (GERENCIA COMERCIAL). — Eduardo R. P. Cevallo.

Secretaría de Energía Eléctrica

ENERGIA ELECTRICA

Resolución 61/92

Organización del Sistema Físico del Mercado Eléctrico Mayorista. Agentes Reconocidos. Organización. Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Sanciones por Falta de Pago. Disposiciones Transitorias. Ambito de aplicación y vigencia.

Bs. As., 29/4/92

VISTO la Ley Nº 24.065 del 16 de enero de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que conforme a lo dispuesto en el Artículo Nº 36 de la Ley Nº 24.065, se encomienda a esta Secretaría la fijación de normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Que el Artículo Nº 35 de la misma Ley establece que esta Secretaría determinará las normas a las que se ajustará el Organismo Encargado de Despacho para cumplir sus funciones.

Que desde la puesta en vigencia de la Resolución Ex-Subsecretaría de Energía Eléctrica Nº 38/91, el 1º de agosto de 1991, el despacho de cargas y el Organismo Encargado del Despacho se desenvuelven de acuerdo a idénticos principios que los expresados en los Artículos Nº 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Que la experiencia recogida desde la fecha de vigencia de la Resolución Ex Sub Secretaría de Energía Eléctrica Nº 38/91 aconseja perfeccionar y profundizar los procedimientos en aplicación.

Que como consecuencia de lo antedicho resultó necesario elaborar nuevos procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios para el Mercado Eléctrico Mayorista.

Que estos procedimientos deberán ser aplicados a todas las transacciones por compraventa de energía en bloque en el ámbito del Sistema Argentino de Interconexión.

Que la Secretaría de Energía Eléctrica está facultada para el dictado del presente acto por el artículo Nº 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO
DE ENERGIA ELECTRICA
RESUELVE:

CAPITULO I

ORGANIZACION DEL SISTEMA FISICO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Artículo 1º — A los efectos de reglamentar el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, el Sistema Argentino de Interconexión se considera dividido en Centros de Generación, Red de Transporte e Instalaciones de Distribución. Asimismo, existe un Sistema de Operación y Despacho superpuesto a dicho sistema físico.

Art. 2º — Defínese como Instalaciones de Generación, al conjunto de equipos destinados a la producción, transformación y maniobra de energía eléctrica, a espaldas del último interruptor de vinculación a la red de transporte o a la red de distribución.

Art. 3º — Caracterízase como Red de Transporte, al conjunto de instalaciones de transmisión, compensación, transformación y maniobra, que se especifican en el ANEXO I de este acto, del que forma parte integrante, más las que se incorporen en fecha posterior por expansión de la citada red.

Art. 4º — Considéranse como instalaciones afectadas a la actividad de distribución, al solo efecto de su actuación en el Mercado Eléctrico Mayorista, las que no son consideradas como propias de la actividad de generación ni de la red de transporte.

Art. 5º — Caracterízase como puntos físicos de intercambio con el Mercado Eléctrico Mayorista a las interconexiones:

a) de las instalaciones de generación con la red de transporte y las de distribución;

b) de la red de transporte con las redes de distribución, y las instalaciones de generación;

c) entre distintas redes de distribución;

d) con los sistemas eléctricos de países interconectados.

Art. 6º — De acuerdo a lo que establece el Anexo I de la presente, el SOD se integrará con:

— un sistema de operación en tiempo real (SOTR),

— un sistema de medición comercial (SMEC),

— un sistema de comunicaciones (SCOM)

El Organismo Encargado del Despacho coordinará un proyecto único denominado PROYECTO SOD, y minimizando las inversiones requeridas para la instrumentación de los referidos sistemas.

Antes del 1/9/92 el Organismo Encargado del Despacho elevará la propuesta definitiva para aprobación de la Secretaría de Energía Eléctrica.

CAPITULO II

AGENTES RECONOCIDOS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Art. 7º — Son agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista, en el marco de los Artículos 4º y 34º de la Ley Nº 24.065;

a) los que participan del Mercado Eléctrico Mayorista al 30/4/92, operando en el marco de la Resolución Nº 38/91;

b) los concesionarios de actividades de generación hidroeléctrica, transporte o distribución en los términos de la Ley Nº 24.065;

c) los generadores y grandes usuarios que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al Mercado Eléctrico Mayorista con posterioridad al 30/4/92, incluyendo autogeneradores;

d) los distribuidores de jurisdicción provincial que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al Mercado Eléctrico Mayorista con posterioridad al 30/4/92;

e) las empresas de países interconectados autorizadas a operar en el Mercado Eléctrico Mayorista por la Secretaría de Energía Eléctrica.

Art. 8º — Los agentes reconocidos tendrán puntos de entrada/salida al Mercado Eléctrico Mayorista definidos de acuerdo a los procedimientos a que se refiere el Capítulo IV. Los precios con que operará cada agente en el Mercado SPOT serán los característicos de dichos puntos. Los puntos de entrada/salida del Mercado Eléctrico Mayorista son:

a) los nodos de la Red de Transporte a los que el agente del Mercado Eléctrico Mayorista esté conectado físicamente;

b) nodos de Generación o Distribución fuera del ámbito de la Red de Transporte que defina esta Secretaría de Energía Eléctrica cuando estuvieran afectados por el sistema de distribución troncal de modo tal que el precio en esos nodos difiera sensiblemente respecto del precio de los nodos vinculados de la red de Transporte.

CAPITULO III

ORGANIZACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Art. 9º — El Mercado Eléctrico Mayorista se compone de:

a) Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores.

b) Un Mercado Spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema.

c) Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

Art. 10. — La coordinación de la operación técnica y administración comercial del Mercado Eléctrico Mayorista estará a cargo de un Organismo Encargado del Despacho. Hasta el momento de toma de posesión de sus funciones por la sociedad que ordena constituir el Artículo Nº 35 de la Ley Nº 24.065, la Gerencia Despacho Nacional de Cargas de AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO actuará como el Organismo Encargado del Despacho.

Art. 11. — Los agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista, así como cualquier otro actor que participe de su funcionamiento deben acatar obligatoriamente las instrucciones del Organismo Encargado del Despacho en la operación de tiempo real. La falta de cumplimiento injustificado de las instrucciones de operación que imparta el Organismo Encargado del Despacho, dará lugar a la aplicación de multas cuyo monto será equivalente al perjuicio económico que ocasione al Sistema Interconectado.

Lo percibido en tal concepto, se destinará al Fondo Unificado que establece el Artículo Nº 37 de la Ley Nº 24.065.

Art. 12. — Las solicitudes de conexión de instalaciones nuevas al sistema físico y/o de incorporación de nuevos agentes al Mercado Eléctrico Mayorista serán presentadas ante esta Secretaría de Energía Eléctrica, que las hará públicas y contará con 60 días corridos para aprobarlas o rechazarlas. En ausencia de dictamen explícito en el plazo indicado, dichas solicitudes quedarán automáticamente aprobadas. Eventuales oposiciones de terceros podrán presentarse ante esta Secretaría o ante el Ente Nacional Regulador a partir de su constitución.

CAPITULO IV

PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS

Art. 13. — El Organismo Encargado del Despacho, así como los distintos actores del Mercado Eléctrico Mayorista, sujetarán su accionar al Reglamento de Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas, y el Cálculo de Precios que se adjunta como ANEXO 1, que forma parte integrante del presente acto.

Todos los agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista quedan obligados a operar de acuerdo con dichas normas y a suministrar en tiempo y forma los datos requeridos para el funcionamiento del sistema.

Art. 14. — Apruébanse los procedimientos para la Programación Estacional y la metodología de cálculo de precios estacionales descripta en el Capítulo 2 del Anexo 1 de la presente.

Art. 15. — Apruébanse los procedimientos de Despacho Semanal y Diario y la metodología de sanción de precios horarios descriptos en el Capítulo 3 del Anexo 1 de la presente. Otórgase a la sociedad que cumpla funciones de OED un plazo máximo de 12 meses para que adapte las herramientas en uso o incorpore nuevas, a los efectos de que los programas de despacho diario y semanal se adecuen a los lineamientos establecidos en el Capítulo Nº 3 del Anexo 1 de la presente Resolución.

Otórgase asimismo al Organismo Encargado del Despacho un plazo de 6 meses a contar del 1/5/92 para:

a) poner en funcionamiento un modelo de proyección de demandas;

b) completar y poner en funcionamiento el régimen de remuneración del servicio de regulación de frecuencia en el Mercado Eléctrico Mayorista.

En ambos casos, en acuerdo con los lineamientos establecidos en el mismo Capítulo citado en el párrafo anterior.

Art. 16. — Apruébase la metodología de remuneración de la actividad de transporte en bloque contenida en el Anexo 1 de esta Resolución, para el equipamiento existente al 30/4/92, cuya enumeración se incluye en dicho Anexo.

La metodología y modelos utilizados para la determinación de factores nodales, así como el completamiento del sistema de precios para la actividad de transporte serán ajustados durante el estudio encarado en el marco de la Resolución Nº 402/92 del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, y quedarán firmes a partir del 1/11/92.

Art. 17. — Los Distribuidores permitirán el libre acceso a las instalaciones de su red troncal por parte de otros agentes del Mercado Eléctrico Mayorista en tanto cuenten con capacidad remanente para aceptarlos.

La remuneración y las condiciones de uso de las instalaciones de las Redes de Distribución Troncal que presten servicios de transporte en bloque a otros agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, serán las que convengan las partes.

En caso de no llegar a un acuerdo podrán recurrir ante esta Secretaría a fin de que ésta las determine.

En tales casos, el Distribuidor cobrará por el uso de su red troncal de distribución una remuneración basada en las mismas consideraciones que se aplican a la Red de Transporte.

Art. 18. — Apruébase la organización de Mercado de Contratos descripto en el Capítulo 4 del Anexo 1 de la presente Resolución.

Art. 19. — Apruébanse los procedimientos de Facturación, Cobranza y Liquidaciones contenidas en el Capítulo 5 del Anexo 1 que forma parte de la presente Resolución.

El Organismo Encargado del Despacho será responsable de producir toda la información necesaria a dichos procedimientos y emitirá por cuenta y orden de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista la documentación comercial conforme se explicita en el citado Anexo 1.

Asimismo, el Organismo Encargado del Despacho administrará el sistema de cobranzas centralizado y el sistema de cancelación de deudas asociado.

El Organismo Encargado del Despacho no reconocerá pagos, compensaciones o cancelaciones realizadas por fuera del sistema establecido en dicho Anexo 1.

Art. 20. — Apruébase el mecanismo de recuperación de gastos e inversiones del Organismo Encargado del Despacho contenido en el Anexo 1 de la presente. Limítase al 0,65 % del importe de las Ventas totales en el Mercado Eléctrico Mayorista por período estacional la recaudación por este concepto.

Art. 21. — Instrúyese al Organismo Encargado del Despacho a aplicar la recaudación obtenida por aplicación del Artículo Nº 70 de la Ley Nº 24.065 a la cuenta habilitada al efecto por el consejo Federal de la Energía Eléctrica, en el Banco de la Nación Argentina.

Art. 22. — A los efectos de la aplicación de lo establecido en el Artículo Nº 37 de la Ley Nº 24.065, de las empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado Nacional presentarán a aprobación de la Secretaría de Energía Eléctrica antes del 1/6/92 la información de costos operativos y de mantenimiento totales por unidad de producción, así como los conceptos metodológicos que los fundamenten.

CAPITULO V

SANCIONES POR FALTA DE PAGO

Art. 23. — La falta de pago íntegro y en término de los montos adeudados a partir la vigencia de la presente Resolución, será sancionada por el Organismo Encargado del Despacho con un interés equivalente a la tasa fijada por el BANCO NACION ARGENTINA (BNA) para sus operaciones de descuentos de documentos a 30 días de plazo.

Art. 24. — Sin prejuicio de lo previsto en el párrafo precedente, transcurridos QUINCE (15) días de mora, el Organismo Encargado del Despacho, previa autorización de esta Secretaría, dispondrá la interrupción del suministro de energía eléctrica al deudor moroso conforme lo siguiente:

1— Cortes programados de UNA (1) hora cada CUARENTA Y OCHO (48) horas a partir del día DIECISEIS (16) de la mora.

2— Cortes programados de DOS (2) horas cada VEINTICUATRO (24) horas a partir del día VEINTIUNO (21) de la mora.

3— Cortes programados de TRES (3) horas cada VEINTICUATRO (24) horas a partir del día VEINTISEIS (26) de la mora.

4— Interrupción del suministro y desconexión a partir del día TREINTA Y UNO (31) de la mora.

El programa de cortes y las causas de su implementación serán ampliamente difundidos desde los TRES (3) días previos a su efectivización.

Art. 25. — Si el deudor moroso fuera un generador con contratos en el Mercado a Término, de la compra de faltantes, el Organismo Encargado del Despacho transferirá a los distribuidores y grandes usuarios que constituyeran la contraparte las sanciones previstas en el Artículo precedente. Los distribuidores y grandes usuarios afectados podrán aplicar en consecuencia al generador las penalidades previstas contractualmente por falta de suministro. El Organismo Encargado del Despacho está autorizado a venderles el equivalente en energía de la sanción a los precios del Mercado Spot, de contar éste con excedentes.

CAPITULO VI

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Art. 26. — En cumplimiento de lo establecido en el Artículo Nº 8 inciso b), dispónese incorporar como nodos de Entrada/Salida del Mercado Eléctrico Mayorista a los siguientes: Arroyito 132 kV, Güemes 132 kV, Necochea 132 kV y San Luis 132 kV.

Art. 27. — Provisoriamente, con vigencia hasta el 31/10/92, serán reconocidos como agentes del Mercado Eléctrico Mayorista solamente grandes usuarios de potencia convenida o contratada superior a 5 MW.

Art. 28. — Instrúyese al Organismo Encargado del Despacho a calcular los factores de Nodo y Adaptación de los puntos de Entrada/Salida del Mercado Eléctrico Mayorista, en relación al nodo EZEIZA 500 kV que se considerará Centro de Carga del Sistema.

Art. 29. — Autorízase al Organismo Encargado del Despacho a utilizar para la programación estacional y cálculo de precios correspondiente al período trimestral por comenzar el 1/5/92, y hasta tanto no esté en aplicación el cálculo de precios "de referencia", los siguientes, que se tomarán coincidentes con los precios "tope":

COMBUSTIBLE	PRECIO REFERENCIA SIN IMPUESTO	ZONA O PLANTA ABASTECEDORA	PODER CALORIFICO INFERIOR
GAS	74.50 USS/DM³	CAPITAL FED.	8400 KCAL/M³
FUEL OIL	97.20 USS/TON	YPF - LA PLATA	9800 KCAL/KG
GAS OIL	176.00 USS/TON	YPF - LA PLATA	10400 KCAL/KG
CARBON	51.73 USS/TON	CENTRAL S. NICOLAS	5400 KCAL/KG

Estos precios serán afectados por los factores de zona y/o plantas abastecedoras y porcentajes de fletes que correspondan a cada central.

Antes del 1/7/92 la Secretaría de Energía Eléctrica definirá la metodología que el Organismo Encargado del Despacho utilizará a partir del 1/8/92 para el cálculo y actualización de los Precios de Referencia de Combustibles.

Art. 30. — Apruébase los siguientes Precios de Referencia Estacionales para el período 1/5/92 al 31/7/92:

a) precio de la potencia: 3.878 pesos por MEGAVATIO-MES

b) precio de la energía (los que deberán ser afectados por los factores de nodo correspondientes):

b.1) en horas de pico: 49 pesos con 29 centavos por MEGAVATIO HORA

b.2) en horas de valle: 43 pesos con 43 centavos por MEGAVATIO HORA

b.3) en horas restantes: 49 pesos con 25 centavos por MEGAVATIO HORA

Art. 31. — Se establecen con vigencia hasta el 31/10/92, los siguientes precios para la remuneración de la Red de Transporte cuyas instalaciones se especifican en el Anexo 1, y redes troncales de distribución en los términos del Artículo Nº 17 de esta Resolución:

a) cargo por conexión:

N500 = 8 $/h por cada salida de 500 kV.
N200 = 5 $/h por cada salida de 220 kV.
N132 = 1 $/h por cada salida de 132 kV.
PTRA = 0,036 $/h por MVA de transformación.

b) Cargo por hora de capacidad de transporte por cada 100 km de línea de Alta Tensión (LAT):

Para interconexiones de 500 kV 50 $/100 km LAT.

Para interconexiones de 220 kV 30 $/100 km LAT.

Para interconexiones de 132 kV 15 $/100 km LAT.

Art. 32. — Para las transacciones de reactivo o pagos por apartamientos no tolerados, los precios vigentes a partir del 1/5/92 para las instalaciones existentes serán:

a) Reactivo de generadores o compensadores sincrónicos y estáticos (CHRG) = 0,09 $/h x MVAr

b) Reactivo a suministrar por reactores o capacitores (CHRD y CHRT) = 0,05 $/h x MVAr

c) Todos los pagos por apartamientos no tolerados se harán sobre la base de 0,9 $/h x MVAr

Se establece como fecha de inicio de estas transacciones el 1/8/92.

Art. 33. — Se establece en 5 $ (cinco pesos) el valor máximo por MEGAVATIO por hora fuera del valle (hfv) los días hábiles para la remuneración de la Potencia Puesta a Disposición hasta el 31/10/92:

Art. 34. — Se establece en 0,75 $ (setenta y cinco centavos) por KILOVATIO-HORA no suministrado el Costo de la Energía no Suministrada hasta el 31/10/92.

Art. 35.— Los períodos mencionados en el Anexo I como "Pico", "Valle" y "Horas Restantes" corresponden a los siguientes horarios estacionales:

	Pico	18	a	24 hs
01-05 al 31-10	Valle	24	a	6 hs
	Hs. Res.	6	a	18 hs
	Pico	20	a	24 hs
01-11 al 30-04	Valle	24	a	6 hs
	Hs. Res.	6	a	20 hs

CAPITULO VII

AMBITO DE APLICACION Y VIGENCIA

Art. 36. — Las empresas que al 30/4/92 estuvieran vinculadas al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION, y cuyas transacciones económicas se ejecutaran a esa fecha según procedimientos establecidos por la Resolución Ex-Subsecretaría de Energía Eléctrica Nº 38/91 y sus modificatorias, se encuadrarán, a partir de la fecha de la presente resolución, en el régimen de comercialización establecido en esta norma.

Art. 37. — Deróganse la Resolución Ex-Subsecretaría de Energía Eléctrica Nº 38 del 19 de ... de 1991.

Art. 38. — El presente régimen se aplicará a la comercialización mayorista de energía eléctrica que se efectúe a partir del 1º de mayo de 1992.

Art. 39. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y Archívese. — Carlos M. Bastos.

RESOLUCION SEE Nº 61/92

ANEXO 1

PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS, Y EL CALCULO DE PRECIOS
(S/art. 36; Ley 24.065)

1. — EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

1.1. SISTEMA ELECTRICO

A los efectos del funcionamiento del Mercado, el Sistema Argentino de Interconexión se considera dividido en Centros de **Generación**, **Red de Transporte** e **Instalaciones de Distribución**. Asimismo, existe un **Sistema de Operación y Despacho** superpuesto a dicho sistema físico.

1.2. INTEGRACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

El **Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)** se compone de:

a) Un **Mercado a Término**, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores;

b) Un **Mercado Spot**, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema;

c) Un **Sistema de estabilización** por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

La coordinación de la operación técnica y administración del MEM se realizará a través de un **Organismo encargado del Despacho (OED).**

Los puntos de intercambio físico del MEM se definen en las conexiones de las instalaciones de Generación con la red de Transporte, de Distribución; de la red de Transporte con las redes de Distribución, entre las distintas redes de Distribución, en las interconexiones internacionales y en la vinculación de los Grandes Usuarios entre sí o con instalaciones de Distribución, Transporte o Generación.

Cada agente del MEM tendrá:

* uno o más puntos de intercambio sobre el Sistema Eléctrico;

* uno o más puntos de entrada o salida del Mercado donde se definirá su precio de compra/venta.

Los puntos de entrada/salida del MEM son:

a) los nodos definidos en el ámbito de la Red de Transporte a los que el agente del MEM está conectado físicamente;

b) los nodos de Generación o Distribución fuera del ámbito definido de la Red de Transporte con una potencia efectiva o convenida superior a 50MW, cuyo intercambio con la red estuviera afectado por el sistema de transmisión de modo tal que el precio en ese nodo difiera sensiblemente respecto del precio de su nodo vinculación con la red de Transporte. Estos puntos serán identificados por la SEE.

Todos los propietarios de Centros de Generación y/o instalaciones de Transporte o Distribución independientes del Estado Nacional reconocidos como agentes del MEM adquieren el compromiso de operar de acuerdo a la metodología establecida por estas normas, y a suministrar en tiempo y forma los datos requeridos para un funcionamiento adecuado del Sistema.

Son agentes reconocidos del MEM:

a) los que participan del MEM al 30/4/92, tal como aparecen en la Información Necesaria para la Facturación correspondiente a ese mes que editará el OED;

b) los concesionarios de actividades de generación hidroeléctrica, transporte o distribución en los términos de la ley 24.065;

c) los generadores y grandes usuarios que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al MEM con posterioridad al 30/4/92, incluyendo autogeneradores;

d) los distribuidores de jurisdicción provincial que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al MEM con posterioridad al 30/4/92;

e) empresas de países interconectados autorizadas a operar en el MEM.

Ante solicitudes de incorporación al Sistema Eléctrico por parte de Generadores o Grandes Usuarios (nuevos proyectos industriales), la SEE informará los antecedentes presentados a las empresas del MEM y al OED, quienes podrán solicitar información adicional y emitir su opinión al respecto. La SEE contará con 60 días corridos para aprobar o rechazar el pedido. De no emitir su dictamen en este plazo, se considerará aprobado el proyecto. En caso de oponerse a la solicitud, el trámite pasará al **Ente Nacional Regulador (ENR)** para su resolución.

Los agentes reconocidos del MEM entregarán al OED la información requerida para la **Base de Datos del Sistema** (Anexo 1). Cada vez que se produzca un cambio en alguno de estos datos, la empresa deberá informar al OED, quien tendrá la responsabilidad de mantener actualizado este conjunto de información. La base de datos y sus sucesivas actualizaciones será puesta a disposición de todos los integrantes del MEM por el OED.

1.3. AMBITO DEL TRANSPORTE

El ámbito de la red de Transporte incluirá:

a) las instalaciones que se transfieran a el o los Concesionarios en el momento de establecerse las concesiones del Transporte y privatizar su gestión;

b) las instalaciones futuras que se incorporen en el marco y términos de esas concesiones;

c) las instalaciones que el concesionario reciba de terceros por haber sido construida fuera del ámbito de su concesión.

La regulación del Transporte, incluyendo el sistema de precios definidos, es de aplicación:

* en el ámbito de las concesiones del Transporte;

* en todos los casos que un agente del MEM de mas de 50WM de potencia convenida requiera de instalaciones de fuera del ámbito de las concesiones del Transporte para acceder al Mercado.

Todo vendedor y/o comprador que actúe como agente del MEM tendrá definido uno o más puntos de acceso al Mercado a través de los cuales participará en la remuneración del ingreso variable del Transporte. En caso de ser más de uno, se reducirá a un nodo equivalente en proporción a la potencia típica estimada para cada estado característico previsto para la red.

Cuando un agente no esté conectado directamente nodos reconocido de la red de Transporte, se le asignará un nodo de referencia, o equivalente según corresponda, para la definición de su precio nodal y participación en la remuneración del Transporte.

1.4. SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO (SOD)

El funcionamiento del Mercado Spot requiere comunicación en tiempo real entre los integrantes del MEM y el OED, para programar y coordinar la operación y el despacho del Sistema así como para calcular en tiempo y forma los precios y volúmenes que definirán los montos en las transacciones económicas.

Las necesidades que de ellos se derivan en materia de comunicaciones, adquisición, transmisión y procesamiento de la información a intercambiar entre los agentes del MEM y el OED, asociada a la operación y a las transacciones comerciales que se lleven a cabo, serán cubiertas por medio del Sistema de Operación y Despacho (SOD).

La responsabilidad primaria de operación y despacho será del OED. Sin embargo, en vista del despliegue territorial y de la multiplicidad de actores que intervienen en el MEM, el OED está facultado para delegar funciones que le son propias en otras empresas.

1.4.1. CONSTITUCION

El SOD abarcará específicamente lo siguiente:

* un **sistema de operación en tiempo real (SOTR)**, que brindará los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico.

* un **sistema de medición comercial (SMEC)**, destinado a la medición, registro y transmisión de la información necesaria para la ejecución de las Transacciones Económicas en el MEM.

* un **sistema de comunicaciones (SCOM)** afectado a la operación en tiempo real y al sistema de medición comercial, abarcando enlaces de voz, datos, telex, etc.

El OED coordinará con participación de los agentes del MEM un proyecto único denominado PROYECTO SOD, minimizando las inversiones requeridas para la instrumentación de los referidos sistemas.

El proyecto será presentado antes del 1/8/92 a las empresas del MEM para que informen sus observaciones. A partir de ellas, el OED elaborará un proyecto final, incluyendo las propuestas y/o correcciones que considere adecuadas. Antes del 1/9/92 el OED elevará la propuesta definitiva para aprobación de la Secretaría de Energía Eléctrica.

1.4.2. LINEAMIENTOS DEL PROYECTO SOD

1.4.2.1. SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR)

Este Sistema incluirá las funciones necesarias para llevar a cabo la operación del sistema físico y la administración del MEM en tiempo real que realizará el OED desde su Centro de Control. Será responsabilidad de las empresas hacer llegar los datos requeridos al Centro de Control del OED o bien adonde se determine, conforme las normas que aprobará la S.E.E.

Las empresas concesionarias del servicio de transporte deberán contar con el soporte de telecontrol necesario para abastecer sus propias necesidades y suministrar al OED en su Centro de Control la información requerida para la coordinación de la operación de la Red de transporte.

Los generadores, cuyo régimen de funcionamiento será acordado con el OED, serán responsables de colocar la información requerida en el Centro de Control del OED.

Aquellas instalaciones que no formen parte de la Red de transporte pero que vinculen puntos de intercambio de terceros con el Mercado, deberán contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión y para enviar la información necesaria al Centro de Control del OED.

1.4.2.2. SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMEC)

Las mediciones destinadas a fines comerciales se realizarán con instrumental propio de las empresas que participan en el MEM. Dichos medidores deberán cumplir las normas que se establezcan para el MEM, propuestas por el OED y aprobadas por la SEE. El OED contará con un registro oficial de estos medidores donde figurarán todas sus características y los ensayos efectuados.

El OED contará con un sistema de registro y transmisión de datos con el que se recolectará toda la información procedente de los mencionados medidores. El OED acordará con los integrantes del MEM el modo cómo se realizará el acceso hasta este sistema de registro y transmisión.

Atendiendo a las necesidades inmediatas y de mediano plazo de reemplazo de medidores, relocalización de equipamiento, etc., el OED coordinará una etapa de transición entre el actual sistema de mediciones y su conformación final.

1.4.2.3. SISTEMA DE COMUNICACIONES (SCOM)

Los medios de comunicación que se empleen para cubrir las necesidades de los agentes del MEM en relación con el SOTR y el SMEC, constituirán el SCOM del MEM.

Antes del 1/8/92, el OED pondrá a disposición de las empresas del MEM y elevará a la SEE un inventario de recursos existentes y modos de utilizarlos para las comunicaciones con el OED. Asimismo elaborará y elevará a la SEE pautas a incluir en el régimen regulatorio que regirá para el uso de instalaciones de comunicaciones de terceros, pertenecientes al sector eléctrico, requeridas por el SOD, incluyendo el régimen remuneratorio a aplicar ante la ausencia de acuerdo entre las partes.

Aquellas empresas que no dispongan de medios de comunicación propios para suministrar al OED la información requerida por el SOD, podrán establecer acuerdos con terceros para la prestación de los servicios de comunicaciones necesarios, bajo condiciones contractuales a fijar por las partes.

2. — PRECIOS ESTACIONALES A DISTRIBUIDORES

Los precios a Distribuidores se determinarán para períodos estacionales de seis meses a partir del 1 de mayo y del 1 de noviembre de cada año. El precio se fijará según una tarifa binómica, con un precio de la energía por período tarifario, en función del costo marginal promedio del Sistema, y un cargo fijo por potencia. Para ello el OED realizará la programación semestral del Sistema según pautas y criterios aprobados por la Secretaría de Energía Eléctrica, utilizando la Base de Datos del Sistema y la Base de Datos Estacional correspondiente al período, convalidada por los integrantes del MEM.

El precio se mantendrá fijo por los primeros tres meses. Transcurrida la mitad del semestre, el OED realizará una actualización de la programación de los tres meses restantes, cuyos datos y resultados se acordarán con las empresas integrantes del MEM. Si la Secretaría de Energía Eléctrica considera que el apartamiento resultante es significativo respecto a la previsión original, podrá disponer modificar mediante Resolución los precios a Distribuidores para el resto del periodo.

2.1. BASE DE DATOS PARA LA PROGRAMACION ESTACIONAL

2.1.1. DATOS ESTACIONALES

Antes del 10 de febrero y 10 de agosto las empresas deberán suministrar los datos requeridos para el período estacional y una estimación para los próximos 3 años (ver Anexo 2).

De no contarse con toda la información dentro de este plazo, será responsabilidad del OED definir los datos faltantes manteniendo el valor utilizado para el mismo periodo estacional anterior y/o modificando los que sean necesarios de acuerdo a hipótesis que informará a las empresas correspondientes. Para las curvas típicas de demanda, de no suministrarse nueva información se utilizarán las registradas doce meses antes para definir la forma de las mismas. Con respecto a los datos de energía y potencia, de faltar información se utilizarán los datos registrados doce meses antes más una tasa de crecimiento anual que estimará el OED en función de las previsiones y datos existentes. El OED informará a la empresa correspondiente la tasa considerada.

El OED deberá respetar los datos suministrados por las empresas e incorporarlos a la **Base de Datos Estacional**. Sin embargo, en vista de que con ellos se calculará el precio estacional a Distribuidores, de detectar incoherencias en el conjunto o con respecto a valores reales registrados, el OED podrá solicitar modificaciones. De no llegarse a un acuerdo entre las partes, el OED deberá trabajar con el valor declarado por la empresa pero dejando constancia de la observación realizada. En particular, para las previsiones de demandas de energía suministradas por los Distribuidores, el OED analizará su coherencia con la potencia máxima declarada.

El OED realizará durante el periodo estacional el seguimiento de los datos observados. De verificar para algún mes que el dato real se aparta en más del 10 % respecto del valor informado por la empresa y que dicho apartamiento se corresponde con la objeción indicada, el OED quedará automáticamente habilitado para el resto del periodo estacional a ajustar el dato de la empresa de acuerdo al criterio indicado en la observación (o sea, si un dato fue objetado como muy alto el OED estará habilitado para disminuir el valor informado pero no para aumentarlo). En este caso, deberá informar a la empresa la modificación realizada.

A lo largo del periodo las empresas deberán informar cualquier modificación que surja en su previsión de datos estacionales para mantener la información estacional actualizada y poder realizar revisiones y estudios posteriores que se requieran.

El OED será el responsable de mantener actualizada la base de datos y al finalizar cada mes suministrará a los integrantes del MEM las modificaciones notificadas.

El OED conformará adicionalmente un registro de autogeneradores y cogeneradores autorizados a operar en el MEM. Deberán tener acceso contratado o conexión aprobada al Sistema de Transporte y contar con una adecuada vía de comunicación e intercambio de datos con el OED. Estos generadores podrán comprar y vender en el MEM al precio del Mercado en la medida que entreguen la información requerida dentro de los plazos indicados. De lo contrario sus operaciones serán *tratadas como las de "empresas no reconocidas"* (ver 3.8).

El OED canalizará los requerimientos de importación/exportación para el periodo por parte de países interconectados, los que deberán intercambiarse dentro de los mismos plazos indicados para ser incorporados a la Base de Datos Estacional. Estas operaciones de compra/venta de empresas de países interconectados en el Mercado Spot serán aceptadas o rechazadas por el OED de acuerdo a los resultados de la programación prevista, no requiriendo aprobación de la SEE.

Para la programación estacional se definirán precios de combustibles (**Precios de Referencia Estacionales** y **Precios Máximos Reconocidos**) elaborados por el OED de acuerdo a los criterios aprobados por la SEE. En el Anexo 13 se incluye la metodología a utilizar para definirlos. Los Generadores con contratos deberán declararlos en el MEM y se utilizará el **precio contratado**, salvo que supere el valor tope en cuyo caso se reemplazará por el precio máximo reconocido. Para el resto, se utilizará el Precio de Referencia salvo que declaren un precio estacional. En este caso se utilizará el **precio estacional declarado**, limitado con el tope indicado, pero el Generador luego no podrá modificar durante todo el periodo estacional dicho valor para la programación y despacho semanal y diario.

En todos los casos, el OED remplazará automáticamente los precios informados que superen los de referencia, por el valor de referencia.

2.1.2. MANTENIMIENTO PROGRAMADO

2.1.2.1. TRANSPORTISTAS

Antes del 10 de enero y 10 de julio, cada empresa Transportista deberá informar a sus usuarios (Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios en su área de influencia) el programa de mantenimiento previsto para el próximo periodo estacional, indicando también un programa tentativo para los siguientes 30 meses. Las empresas usuarias contarán con 10 días corridos para analizarlo, informar sus objeciones y/o sugerir programaciones alternativas justificándolas en sus requerimientos.

De surgir este tipo de objeciones, la empresa Transportista deberá reunirse con sus usuarios a más tardar el 25 de enero y 25 de julio para acordar una programación satisfactoria para el conjunto.

Antes del 1 de febrero y 1 de agosto las Transportistas deberán enviar al OED su programa de mantenimiento para el periodo en estudio, incluyendo la estimación para los siguientes 30 meses. De no haber llegado a un acuerdo con sus usuarios enviará:

a) el programa propuesto por el Transportista y las objeciones de los usuarios;

b) las modificaciones propuestas por los usuarios y las objeciones de los Transportistas.

En el punto 2.1.2.3. se indica como se procederá en estos casos.

2.1.2.2. GENERADORES

Las empresas Generadoras deberán informar antes del 1 de febrero y 1 de agosto de cada año sus necesidades de mantenimiento para el semestre a estudiar, incluyendo una estimación para los siguientes 30 meses.

2.1.2.3. COORDINACION DEL MANTENIMIENTO PROGRAMADO

El OED analizará todos los pedidos de mantenimiento en conjunto, pudiendo sugerir modificaciones en función de su efecto sobre la operación programada, especialmente sobre el riesgo de falla. En particular para el Sistema de Transporte, considerará los casos en que no hubo acuerdo con los usuarios y, en base a la información suministrada, definirá el programa más conveniente desde el punto de vista del despacho conjunto del Sistema pero teniendo en cuenta las objeciones tanto de los usuarios como del Transportista.

El OED deberá reunir a las empresas del MEM antes del 15 de febrero y 15 de agosto para analizar posibles alternativas, y coordinar y acordar un programa de mantenimiento que minimice el costo de operación y riesgo de falla, dentro de las posibilidades de cada empresa de modificar su programa original propuesto. El OED posee facultades para arbitrar en caso de no existir acuerdo entre las empresas del MEM respecto a la programación de los mantenimientos del periodo.

La reunión tendrá una duración máxima de dos días. Al comenzar la reunión el OED presentará un estudio incluyendo:

- el programa de mantenimiento propuesto;
- las modificaciones a los pedidos de mantenimiento y su justificación;
- los resultados del programa propuesto (evolución de precios, riesgo de falla, evolución de la disponibilidad y reserva de potencia, etc.).

Las empresas cuyas solicitudes de mantenimiento hayan sido modificadas podrán objetar el cambio, justificándolo debidamente y proponiendo un programa alternativo o reiterando el pedido original. Si el motivo se basa en fechas inmodificables (ej. revisión por fin de garantía o recepción de un equipo), el OED deberá respetar las fechas de mantenimiento solicitadas. De lo contrario y de no llegar a un acuerdo, el OED deberá realizar el estudio de las consecuencias sobre la programación del mantenimiento solicitado en vez del propuesto por el OED. Dicho análisis se presentará en el segundo día de reunión. De resultar menor costo para el mantenimiento solicitado por el Generador, se adoptará su pedido. Si en cambio genera un sobrecosto y no surge un acuerdo entre las partes, se adoptará automáticamente la propuesta del OED.

El programa acordado será el que se utilizará para la previsión estacional y se considerará el definitivo para los próximos 6 meses y provisorio para los restantes 30 meses.

A lo largo del periodo, las empresas podrán solicitar modificaciones a su mantenimiento estacional acordado. De tratarse de un Transportista, previamente deberá contar con el acuerdo de sus usuarios. El OED analizará cada pedido y lo rechazará si significa un aumento en más del 5 % en el precio estacional respecto al de referencia calculado. De no ser así, se aceptará la solicitud y se informará a las empresas el nuevo programa de mantenimiento, con la modificación requerida.

2.2. MODELADO Y MODELOS

2.2.1. MODELOS UTILIZADOS

Para la programación estacional el OED utilizará los modelos para optimización y planificación de la operación desarrollados para el SIN Argentino por encargo de la Secretaría de Energía Eléctrica:

a) Modelo de Optimización OSCAR: tomando un horizonte de 3 años, optimiza el manejo de los grandes embalses calculando para cada semana la valorización del agua embalsada, teniendo en cuenta la aleatoriedad dada por la hidraulicidad, pronósticos de demanda y disponibilidad del parque y combustibles.

b) Modelo de Simulación MARGO: con la valorización del agua, realiza el despacho hidrotérmico semanal, respetando las restricciones que se le indiquen, fijando como objetivo minimizar el costo total, suma del costo de operación y el riesgo de falla.

La demanda se modelará según curvas de carga horaria típicas y se podrá representar su aleatoriedad respecto a la temperatura.

La aleatoriedad del aporte hidroeléctrico se tendrá en cuenta utilizando la serie de caudales registrados desde 1943 en cada uno de los ríos en que se ubican centrales con potencia instalada y energía firme significativa dentro de la oferta de Generación total en el MEM. De existir pronóstico para alguno de ellos, se utilizarán sus aportes previstos: sin aleatoriedad, si la predicción fuera determinística; con series de distinta probabilidad asociada, si la proyección fuera estocástica.

En el modelo OSCAR sólo se optimizarán las centrales hidráulicas con embalses con capacidad de regulación estacional significativa que puedan afectar el cálculo de los precios estacionales del Sistema.

Para incluir el sobrecosto que resulta por la reserva definida para regulación de frecuencia, de acuerdo a la banda acordada para el período estacional, se indicará en el modelo, para cada máquina capaz de participar en la regulación: como potencia máxima, la efectiva menos el porcentaje correspondiente; y como potencia mínima, el mínimo técnico más el porcentaje correspondiente.

Las ofertas de venta de países interconectados, se incluirán en el modelo MARGO como generación adicional, con sus correspondientes precios. Los requerimientos de exportación, se incluirán como demanda adicional.

Los modelos junto con su descripción, instrucciones de uso y base de datos correspondientes serán suministrados a cada uno de los integrantes del MEM que lo requiera. Cualquier modificación en los modelos o metodología a emplear deberá ser acordada con los integrantes del MEM y aprobada previamente por la Secretaría de Energía Eléctrica.

2.2.2. MODELADO DE LA OFERTA HIDRAULICA

Los modelos de programación y despacho deberán representar adecuadamente las características de las cuencas hidroeléctricas así como las restricciones que resultan de los correspondientes Contratos de Concesión y que afectan su operación y despacho. En consecuencia, el OED acordará con las empresas hidráulicas el modelado que corresponda para garantizar que en el despacho y operación real se cumplan los compromisos establecidos en la Concesión, pero que no se limite su operación más allá de lo requerido por estas condiciones.

2.2.2.1. EMBALSES CON CAPACIDAD DE REGULACION

Para la previsión estacional, en el modelo OSCAR sólo se optimizarán las centrales hidráulicas con embalses con capacidad de regulación (uno o más periodos estacionales) cuya potencia instalada, energía media y dispersión de aportes, representen que su operación puede afectar significativamente el resultado del costo estacional medio del Sistema. Como resultado de esta optimización se obtendrán las curvas de valor del agua del período para cada uno de estos embalses.

Para la programación semanal se podrán incluir en el modelado de los programas OSCAR y/o MARGO otros embalses que, si bien no tienen la capacidad suficiente para afectar el resultado medio estacional, si lo tienen para afectar el resultado a más corto plazo (semanal o mensual).

Para el modelado de estas centrales, las empresas hidráulicas informarán al OED, junto con el resto de los datos estacionales y dentro de los plazos indicados en el punto 2.1.1., las restricciones que afectan su despacho (caudales mínimo y/o máximos aguas abajo, pendiente de variación, etc.).

El OED recopilará la información (características y restricciones a considerar) para realizar el modelado a utilizar en la programación y despacho. El OED deberá respetar la información suministrada por las empresas pero, en caso de detectar incoherencias o apartamientos respecto a la realidad observada, podrá sugerir modificaciones. En caso de no llegar a un acuerdo, deberá

mantener la información de la empresa pero dejando constancia escrita de su objeción y los motivos de la misma.

De no contarse con toda la información dentro del plazo requerido, el OED completará los datos faltantes manteniendo los correspondientes al mismo período estacional anterior, salvo que exista información posterior u otro motivo válido que justifique su modificación. En este caso, informará a la empresa el valor asumido y el motivo.

En base a las características de las cuencas y la información recopilada, el OED elaborará una o más alternativas de modelado de los embalses para realizar:

a) la programación estacional (programas OSCAR y MARGO);

b) la programación semanal (programas OSCAR y MARGO, y programa de despacho hidrotérmico semanal);

c) el despacho diario.

La propuesta indicará para cada programación:

a) los embalses cuya capacidad se tendrá en cuenta para optimizar su operación en el período, junto con la representación prevista de sus características y restricciones;

b) para los embalses restantes el modo en que se definirá su oferta de energía y/o potencia, y el modelado previsto de sus posibilidades de despacho.

Con ello realizará corridas de prueba de:

a) el período estacional a programar;

b) dos semanas típicas del período;

c) dos días hábiles y dos domingos típicos.

A más tardar 10 días después de recibir la información, el OED deberá reunir a las empresas hidráulicas con centrales de embalse cuyo modelado se proponga modificar respecto al último acordado para presentar los proyectos de representación de las cuencas y sus resultados incluyendo:

a) descripción del modelado propuesto;

b) datos incluidos suministrados por las empresas pero objetados por el OED y los motivos de la observación;

c) nivel de los embalses: evolución prevista, cotas mínimas y máximas resultantes;

d) caudales aguas abajo: variaciones previstas, caudales mínimos y máximos resultantes;

e) generación: energía programada, potencia mínima y máxima;

f) vertimiento: evolución de excedentes vertidos.

Analizando esta propuesta, las empresas podrán objetar el modelado en tanto no represente adecuadamente las limitaciones a su operación y despacho, o sea que en los resultados se verifique que se vulneran las restricciones que establecen sus compromisos aguas abajo. En este caso podrán solicitar modificaciones o un modelado distinto, y se realizarán nuevas pruebas con los programas para ajuste del modelo.

La reunión tendrá una duración máxima de tres días y en la misma se deberá acordar el modelado hidráulico a utilizar (estacional, semanal y diario).

El modelado acordado no se podrá modificar en el período, salvo a pedido de alguna de las empresas hidráulicas o del OED con la debida justificación (por ejemplo de verificarse el apartamiento de alguno de los datos objetados). De considerarse válido el motivo, el OED deberá reunir nuevamente a todos los hidráulicos modelados y en una reunión similar a la anterior (con corridas de prueba y análisis de resultados) acordar el nuevo modelado.

Las centrales hidráulicas de embalse no optimizadas se representarán como una oferta de energía para cada semana, en base a la información suministrada por la empresa correspondiente. Dichos valores resultarán de la operación prevista por la propia empresa en base a sus pronósticos de aportes y requerimientos aguas abajo. De no contarse con esta información dentro de los plazos correspondientes, el OED utilizará las energías semanales correspondientes a la media histórica para la programación estacional, y la estimada en base a lo que se viene registrando para la programación semanal y diaria. En el MARGO, el despacho semanal de esta energía se realizará teniendo en cuenta las posibilidades de empuntamiento y requerimientos de caudal base en cada una de las centrales correspondientes.

2.2.2.2. CENTRALES HIDRAULICAS DE PASADA

En la previsión estacional, las Centrales ubicadas en los ríos Paraná y Uruguay se modelarán como centrales de pasada pero incluyendo la serie histórica de los ríos para representar el efecto en el Sistema de la aleatoriedad de su aporte. El resto de las centrales de pasada se representarán como una oferta de energía de base para cada semana.

Para la programación semanal y diaria se podrá decidir representar su capacidad de embalse de contar con una potencia instalada importante y ser posible realizar variaciones de nivel que sean significativas para los resultados de la operación. Esta decisión y el modelado correspondiente se definirá en la reunión estacional descripta en el punto anterior, para lo que serán invitadas las empresas correspondientes.

2.3. PRECIO DE LA ENERGIA

2.3.1. CALIDAD DEL SERVICIO

2.3.1.1. CAPACIDAD REGULANTE

Para fundamentar la elección de una determinada calidad de desempeño ante desbalances instantáneos de corta duración entre oferta y demanda, el OED presentará a los consumidores del MEM, como parte de cada programación estacional, un estudio que vincule el costo de enfrentar desbalances de distinta magnitud con el costo de la energía no suministrada asociada a no contar con reserva suficiente para enfrentarlos.

El OED utilizará un modelo de confiabilidad, de tipo probabilístico que simule la falla de los componentes del Sistema Eléctrico. El modelo calculará, en función de la disponibilidad de las máquinas y reserva para regulación, la energía no suministrada de corta duración por fallas aleatorias en el equipamiento en servicio. Cuanto mayor la reserva rotante sometida a regulación considerada, mayor será el apartamiento respecto al despacho óptimo sin reserva y, como consecuencia, mayor el costo de operación, pero menor el costo de falla. En cambio, cuanto menor sea la reserva, si bien los costos de operación disminuirán, se incrementará el riesgo de falla de corta duración y su costo asociado.

Para el semestre, el OED calculará la curva que relaciona distintos niveles de reserva de potencia para regulación con su costo, dado por el incremento en el Precio del Mercado más el costo de la energía no suministrada que resulta para el período. El óptimo será aquel en que el costo total, igual a la suma del costo de regulación más el de la interrupción intempestiva probable, resulte mínimo.

2.3.1.2. CRITERIO ESTACIONAL PARA PROGRAMAR RESTRICCIONES A LA DEMANDA

En base al modelado hidráulico y datos estacionales acordados, el programa OSCAR definirá una política de operación de embalses, sugerida como óptima, a través de la valorización del agua en cada embalse optimizado.

El OED representará dicha política en la forma de curvas de nivel del embalse para cada semana, correspondientes a los siguientes valores del agua:

* "cero" (vertimiento),
* cada nivel de falla considerado (nivel del embalse asociado a distinta profundidad del déficit).

Para cada embalse el OED transformará las curvas de nivel de falla en curvas de reserva energética convirtiendo el volumen embalsado en la correspondiente energía almacenada. Totalizando estas curvas de reserva energética se obtendrá la curva de mínima reserva hidroeléctrica requerida por el sistema para cada semana del período. Con ello quedará definida la reserva estratégica mínima cuyo mantenimiento justificará en la operación del Sistema la aplicación de restricciones a la demanda en salvaguardia de los objetivos de seguridad y economía establecidos.

2.3.1.3. CRITERIOS ACORDADOS

A más tardar el 20 de febrero y 20 de agosto el OED enviará el estudio sobre capacidad regulante y reserva estratégica mínima a los Generadores, quienes contarán con 5 días corridos para informar sus observaciones.

Antes del 1 de marzo y 1 de setiembre el OED presentará la propuesta a las empresas Distribuidoras del MEM, adjuntando las observaciones de los Generadores, e incluyendo:

* el criterio propuesto para dimensionar la **capacidad de regulación** y la curva potencia regulante-costo, junto con el óptimo recomendado y el mínimo aceptable para el funcionamiento del Sistema Eléctrico;
* las curvas de **reserva estratégica** en embalses para definir la necesidad de programar cortes al suministro, indicando cotas mínimas en los grandes embalses de acumulación y/o niveles críticos de reserva operativa en otros embalses.

Los Distribuidores contarán con 5 días corridos para analizar la propuesta y acordar los criterios a utilizar durante el período. Con respecto a la capacidad regulante podrán acordar una banda distinta al óptimo propuesto, pero la misma no podrá ser de inferior desempeño que el mínimo indicado aunque sí mayor. De no llegar a un acuerdo en ese plazo, se utilizará el óptimo sugerido por el OED. Los Distribuidores a su vez tomarán conocimiento del criterio de reserva hidráulica estratégica mínima requerida cuyo mantenimiento justificará durante el período la aplicación de restricciones al abastecimiento de la demanda.

2.3.2. PRECIO DEL MERCADO Y PRECIOS LOCALES

Se considera al Mercado ubicado en el centro de carga del Sistema. El despacho óptimo se realizará en dicho punto, o sea incluyendo no sólo los costos de operación de las máquinas sino también el costo de la vinculación entre la generación y la demanda con el centro de carga. Como resultado de este despacho se obtendrá el **Precio del Mercado (PM).**

De existir restricciones de Transporte o Distribución que no permitan vincular toda la generación y demanda de un área con el Mercado, se considera que dicha área se encuentra desvinculada del Mercado. Esta desvinculación podrá ser total si el área queda desconectada, o parcial si sólo está afectada por una limitación en la transmisión o una restricción de operación. En ambos casos tendrá su propio **Precio Local (PL)** de mercado, independiente del PM. El precio local de un área exportadora resultará inferior al PM mientras que el de un área importadora será mayor.

Se distinguen en consecuencia:

a) un **precio del Mercado,** definido como el precio en el centro de carga del Sistema;

c) **precios Locales,** definidos como los precios de áreas desvinculadas del centro de carga del Sistema por restricciones físicas u operativas.

En consecuencia, el **Precio de Nodo** de cada barra de la red de Transporte será:

a) el PM transferido hasta el nodo correspondiente de acuerdo a la distancia y calidad de su vinculación con el centro de carga, si el área correspondiente está vinculada al Mercado (sin restricciones que afecten al despacho óptimo);

b) el precio local que resulte en el área, de estar el nodo dentro de un área desvinculada del Mercado (por restricciones que no permitan el despacho óptimo).

Se define como "área desvinculada" al conjunto de nodos afectados por la existencia de una restricción activa de transporte entre dicho conjunto y el Mercado, generando limitaciones al despacho libre en el área.

2.3.3. FACTORES DE NODO Y FACTORES DE ADAPTACION

Los costos de suministro (generación + transmisión) correspondientes a absorber variaciones unitarias de demanda producidos en el centro de carga del Sistema, son diferentes para cada nodo de la red, y dependen de la configuración del Sistema de Transporte y del nivel de transmisión en las líneas que lo vinculan al Mercado.

Para el semestre, el OED definirá configuraciones características de la red de Transporte y estados típicos de carga correspondientes al valle, pico y horas restantes. En base a estos estados típicos, se definirá para cada punto de Entrada/Salida del MEM un **"Factor de Nodo" (FN) Estacional** para cada período tarifario, que representará el nivel de pérdidas marginales asociado a los intercambios del nodo respecto del centro de carga. La metodología correspondiente se indica en el Anexo 3.

Para incluir en los precios de nodo la calidad y confiabilidad de la vinculación del nodo con el centro de carga, se calcularán los sobrecostos de los apartamientos respecto del despacho óptimo (incluyendo la energía no suministrada) por contingencias en la red, y su probabilidad de ocurrencia. Estos sobrecostos son consecuencia de la manifestación de costos marginales distintos a cada lado de la restricción.

Con esta información se calculará para cada punto de Entrada/Salida del MEM un **Factor de Adaptación Estacional (FA)** por período tarifario que califica la calidad de su conexión con el Mercado y la incidencia que la confiabilidad del vínculo tiene sobre los precios del Mercado. Dicho factor se calculará para la configuración de la red y estado del parque correspondiente a las condiciones medias previstas para los siguientes doce meses y su sobrecosto asociado permanecerá constante para todo el período de programación estacional. La metodología correspondiente se indica en el Anexo 3.

Junto con la Programación Estacional el OED presentará un estudio de mediano plazo referente a la evolución de los factores nodales en el tiempo. El primero de estos estudios se realizará junto con la Programación correspondiente al período estacional que se inicia el 01-05-92. Se presentarán resultados para 5 años consecutivos, y se adicionarán dos años de corte representativos del siguiente quinquenio.

A través de estos factores (FN y FA por período tarifario) quedará incluido el **Ingreso Variable del Transporte (IVT)** en el precio de la energía que pagan los Distribuidores y cobran los Generadores.

Para los Distribuidores vinculados a un solo punto de Entrada/Salida del MEM, sus factores de nodo y de adaptación serán los correspondientes a esa barra. Si están vinculados a más de uno, los factores se calcularán como el promedio ponderado por energía de los nodos correspondientes. Dicha energía se obtendrá de los flujos de potencia estacionales con que se definieron los factores nodales para las distintas franjas de tarificación.

Para aquellos Distribuidores que no estén vinculados directamente a punto de Entrada/Salida del MEM sino a través de otras instalaciones de distribución, los factores de nodo y adaptación a utilizar serán los de estas últimas. Si están vinculados a más de un Distribuidor, los factores nodales se calcularán como el promedio ponderado por energía de los factores de los Distribuidores correspondientes.

2.3.4. PRECIO DE REFERENCIA DE LA ENERGIA

Para la conformación del precio de referencia estacional se consideran los siguientes cuatro componentes de la oferta de generación:

* **Generación incluida** en la formación de precios.
* **Generación excluida** de la formación de precios.
* **Importación.**
* **Autogeneración.**

Por otro lado, la demanda se considerará integrada por:

* **Distribuidores.**
* **Grandes Consumidores.**
* **Exportaciones** previstas por solicitud de países interconectados.
* **Demanda de bombeo.**

2.3.4.1. GENERACION EXCLUIDA DE LA FORMACION DE PRECIOS

Del cálculo del precio del Mercado se excluirán todos los motores Diesel y las Turbinas de Gas que sólo pueden quemar Gas Oil ya sea por no estar equipadas para consumir gas natural, no tener acceso a la red de gas o resultar insuficiente la presión en la red de transporte de gas. El listado de dichas máquinas al 30-04-92 se adjunta como Anexo 5.

Todo Generador que quede excluido en la formación del precio de la energía será remunerado por su generación a su costo operativo (CO).

2.3.4.2. GENERACION INCLUIDA EN LA FORMACION DEL PRECIO DE MERCADO Y LOS PRECIOS LOCALES

Con los modelos indicados y la base de datos estacional acordada, el OED realizará la programación del período correspondiente efectuando el **despacho en el Centro de Carga.** La transferencia de cada grupo Generador hasta el Mercado se realizará afectando su costo marginal por los factores nodales que representan su vinculación con el centro de carga, obteniendo así su **costo marginal en el Mercado (CMM).**

$$CMM_i = \frac{CM_i}{FN_i * FA_i}$$

Con estos costos (de generación más transporte) y teniendo en cuenta las restricciones de Transmisión u operativas, se realizará el despacho óptimo de mínimo costo total y se determinará la previsión de precios para cada semana del período estudiado:

a) el **Precio del Mercado PM** en el centro de carga, que corresponderá al de la máquina en el Mercado (máquinas en áreas cuyo despacho no se ve afectado por restricciones) con mayor CMM, eliminando las máquinas excluidas;

b) **los Precios Locales PL_i** para las áreas que resulten desvinculadas por restricciones físicas u operativas, considerando todas las máquinas en el dicha área.

La Demanda y la Generación se encuentran distribuidas a lo largo del Sistema de Transporte y Distribución, lo que significa que pueden surgir restricciones a la factibilidad de llevar energía desde un Generador conveniente para el despacho hasta donde la Demanda lo requiera. El despacho óptimo ideal, o sea independiente de la configuración de la red, correspondería al caso en que la capacidad de transmisión, compensación, reactivo, etc. fuera infinita y no generase limitaciones. Esta situación se representará como un despacho en barra única sin incluir ninguna restricción de operación **(Despacho Ideal).**

Toda limitación operativa o de Transmisión no se considerará activa en tanto no afecte este despacho ideal. Cuando, por el contrario, una restricción fuerza un alejamiento del **despacho ideal,** se considerará que el área correspondiente (formada por todos los nodos afectados por la limitación) pasa a estar **desvinculada** y define su propio **precio local** de Mercado.

La definición de las áreas desvinculadas del Mercado se hará detectando cuando se activa una restricción. Para cada semana del período se comparará el **Despacho Programado** con el Despacho Ideal. Los apartamientos detectados respecto al despacho ideal indicarán los períodos en que el área correspondiente se desvincula del Mercado al activarse una restricción. Para el caso del Transporte la restricción resultará activa cuando el despacho requiera superar algún límite de transferencia.

Para áreas exportadoras desvinculadas del Mercado por efecto de una restricción:

a) si la generación local es exclusivamente térmica, el PL representa el costo marginal local, dado por la máquina de mayor costo dentro del área (no existen máquinas excluidas);

b) si hay generación hidráulica de centrales con embalse y la desvinculación no **fuerza** vertimiento, la energía hidráulica se valorizará con el PM en el momento de la **desvinculación** y el PL resultará del despacho hidrotérmico local para estas condiciones;

c) si hay generación hidráulica y la restricción genera vertimiento al producirse **la desvinculación,** aquélla se valorizará computando la energía exportada por el sistema de **transporte (ET)** al PM en el momento de activarse la restricción **(PM_0),** y la energía restante, **(EG - ET)** a costo marginal cero.

$$PL = [(ET * PM_0 * FN * FA) + (EG - ET) * 0] / EG$$

Se incluirán en la base de datos las ofertas de venta de países interconectados con **sus precios** afectados por los factores nodales correspondientes, las que serán consideradas en el **despacho** como generación adicional.

El PM resultante del despacho será el correspondiente a la generación requerida **para cubrir:**

* la **demanda abastecida** (demanda pronosticada de los Distribuidores menos déficit **previsto),**

más * la **demanda de bombeo** que resulte despachada en la programación,

más * la **reserva** definida para regulación de frecuencia.

Para el análisis de requerimientos de exportación, se realizará una nueva corrida del **MARGO** incluyendo las solicitudes de compra como demanda adicional. De esta programación **se obtendrán** las posibilidades de cubrir las exportaciones solicitadas (o sea, que exista el excedente **necesario)** y el nuevo precio de mercado **(PM')** **Se informará al país comprador el precio resultante de acuerdo** a los Convenios de Interconexión vigentes (CEXP) y, de estar de acuerdo, **se incluirá en la** programación la energía de exportación (GEXP).

2.3.4.3. ENERGIA IMPORTADA

Las ofertas de países interconectados consistirán de paquetes de energía y/o potencia y **un precio** asociado. Dicho precio deberá tener en cuenta lo indicado en el respectivo Convenio de Interconexión.

Estas ofertas se modelarán como máquinas adicionales cuyo costo es el precio requerido. **Para el** despacho dicho precio transferido al Mercado (a través de los factores FN y FA del **nodo de** interconexión) será considerado en la formación de precios. Sin embargo, el precio a **pagar por la** importación deberá ajustarse a lo establecido en el Convenio y podrá diferir del precio del Mercado. A través de los factores nodales quedará incluido el ingreso variable del Transporte **asociado a la** importación.

De la programación se obtendrá la previsión de compra estacional de energía a países **interconectados,** resultado del *despacho del Sistema y las ofertas de importación.*

Los productores de países interconectados podrán también, de no mediar **impedimentos en el** Convenio de Interconexión, vender a través de Contratos en el Mercado a Término (ver **Capítulo 4).**

En ambos casos deberán asumir los cargos fijos de Transporte que le correspondan **al igual que los** restantes agentes reconocidos del MEM.

2.3.4.4. AUTOGENERACION

Los autogeneradores resultarán despachados en la medida que sus precios solicitados **transferidos** hasta el Mercado resulten inferiores a los del Sistema sin esta generación adicional. **Las normas** según las cuales se incorporarán como agentes del MEM se incluyen como Anexo 12.

2.3.4.5. PRECIO DE REFERENCIA DE LA ENERGIA

En base a la programación estacional realizada, se obtendrá para cada semana "s" el PM **previsto** en los períodos de pico, valle y horas restantes (PM_{sk}). El PM estacional por período tarifario **"k" (PM_k)** se calculará como el promedio ponderado de los precios semanales utilizando como **peso la** Demanda semanal abastecida (demanda pronosticada menos la falla prevista) **correspondiente al** período.

$$PM_k = \Sigma_s (PM_{sk} * DEMABAST_{sk}) / DEMABAST_k$$

De surgir previsión de períodos con áreas desvinculadas del Mercado con precio propio **distinto del** PM, y en tanto exista energía que no intervenga en la formación de precios del Mercado **(generación** excluida), se genera una diferencia con respecto al PM en el precio del despacho.

En cada semana s del período, los sobrecostos para cada período tarifario "k" serán **los debidos a:**

a) los precios locales que se hubieran manifestado en el período (PL_{ik}), llevados al **mercado a** través de los factores nodales correspondientes, multiplicados por la demanda **abastecida** en el área desvinculada del mercado y dividida por la demanda total abastecida **en el** período;

$$SCL_{sk} = \Sigma_i \left(\frac{PL_{ik}}{FN_{ik} * FA_{ik}} - PM_k \right) * \frac{DABAST_{ik}}{DABAST_k}$$

b) la generación excluida ($GENEXCL_i$), con su precio reconocido (costo de operación **CO)** llevado al mercado a través de sus factores nodales, multiplicado por la relación **entre la** energía generada y la demanda abastecida;

$$SCEXCL_{sk} = \Sigma_i \left(\frac{CO_{ik}}{FN_{ik} * FA_{ik}} - PM_k \right) * \frac{GENEXCL_{ik}}{DABAST_k}$$

c) los precios de convenio correspondiente a la importación (PIMP), llevados al mercado a través de los factores nodales, y multiplicados por la relación entre la energía importada y la demanda abastecida.

$$SCIMP_{sk} = \Sigma_i \left(\frac{PIMP_{ik}}{FN_{ik} * FA_{ik}} - PM_k \right) * \frac{GENIMP_{ik}}{DABAST_k}$$

El precio de referencia para cada período tarifario se obtendrá sumando al PM medio del período los sobrecostos semanales previstos.

$$PREF_K = PM_K + \Sigma_s (SCL_{sk} + SCEXCL_{sk} + SCIMP_{sk})$$

Dicho precio corresponde al valor medio esperado del precio en el Mercado Spot para el período en estudio.

2.3.4.6. PRECIO ESTACIONAL PARA DISTRIBUIDORES

El precio estacional por período de tarificación "k" que debe pagar cada distribuidor j resulta:

$$PEST_{jk} = PREF_K * FA_{jk} * FN_{jk} + DIFEST_{Ak} / DABAST_{Ak}$$

siendo:

* **$DIFEST_{Ak}$** = la diferencia del período estacional anterior (Saldo de la cuenta de Apartamientos) correspondiente al área A donde está ubicado el Distribuidor.

* **$DABAST_{Ak}$** = demanda prevista a abastecer en el área durante el período tarifario k.

El Distribuidor deberá pagar aparte los cargos fijos dentro del ámbito del Transporte, así como por los servicios de Subtransmisión si correspondiera, que le permitan acceder a los nodos de entrada/salida que le sean asignados en el MEM (uno o más).

2.4. PRECIO DE LA POTENCIA

2.4.1. POTENCIA DECLARADA

Al realizar sus proyecciones de demanda de energía y pronosticar sus curvas de carga características, el Distribuidor deberá determinar también su previsión de demanda de potencia pico máxima.

Las empresas Distribuidoras declararán su potencia pico para los próximos 2 semestres y los siguientes 8 semestres. En la operación real, el Distribuidor que supere su potencia declarada pagará una penalización. En consecuencia, el valor declarado debe corresponder a la potencia máxima prevista más la tolerancia que el Distribuidor considere necesaria para cubrirse de posibles apartamientos.

La **Potencia de Referencia** se definirá sumando el 60 % de la potencia declarada para los primeros 2 semestres (pesando 30 % cada semestre) más el 40 % de la correspondiente a los siguientes 8 semestres (pesando 5 % cada semestre).

La potencia para los primeros 2 semestres no podrá ser modificada. El valor para los 8 semestres siguientes podrá ser modificado una vez transcurridos los primeros 2 semestres, al comienzo de un nuevo período estacional, no admitiéndose otra modificación posterior durante los siguientes 2 semestres.

Para modificar su declaración de potencia, la Distribuidora deberá informar al OED antes del 1 de marzo o 1 de setiembre, definiendo la nueva potencia convenida para los primeros 2 semestres y siguientes 8. De no suscribirse una nueva declaración dentro del plazo indicado, se considerará que continúan vigentes los valores de la última previsión.

En caso que por algún motivo faltara la declaración de potencia de un Distribuidor dentro del plazo correspondiente, el OED la definirá como la potencia máxima registrada en los últimos 12 meses, incrementada en un porcentaje del 15 %.

2.4.2. PRECIO DE LA POTENCIA PUESTA A DISPOSICION

2.4.2.1. PRECIO DE LA RESERVA

El MEM pagará por la **POTENCIA PUESTA A DISPOSICION (PPAD)** a las máquinas despachadas más las que sean aceptadas para integrar la reserva fría definida por el OED para los días hábiles fuera del período de valle. El precio máximo a pagar lo determinará la S. E. E. Los valores vigentes expresados en dólares por MW por hora fuera del valle (hfv) los días hábiles son:

- 01/11/92 al 30/04/94:	**5 U$S/Mw hfv**
- Después del 01/05/94:	**10 U$S/Mw hfv**

El OED informará a las empresas de Generación del MEM antes del 20 de febrero y 20 de agosto el criterio propuesto para el período estacional en la definición del nivel de reserva fría térmica (típicamente TG) requerido así como la reserva mínima indispensable para la Operación del Sistema y sus fundamentos. Las empresas podrán hacer observaciones dentro de los siguientes 5 días.

Antes del 1 de marzo y 1 de setiembre el OED presentará a las empresas Distribuidoras del MEM la propuesta para dimensionar la reserva fría en el período estacional, la reserva mínima requerida y las observaciones de los Generadores. Los Distribuidores contarán con 5 días corridos para fundamentar apartamientos respecto del óptimo propuesto, no pudiendo resultar la reserva inferior al mínimo indicado pero sí mayor que el propuesto por el OED. De no llegarse a un acuerdo en ese plazo, se adoptará la propuesta del OED.

La reserva fría lenta (típicamente TV) será aportada por los generadores bajo contratos de suministro, o sea con compromisos de disponibilidad de potencia, cuando no sean despachados y queden disponibles.

2.4.2.2. SOBREPRECIO POR RIESGO DE FALLA

Junto con la programación del período, se obtendrá un pronóstico de **Energía no Suministrada (ENS)** por falla de larga duración, calculado como la esperanza matemática de la falla que resulta para cada uno de los años hidrológicos considerados.

Para cada semana en que surja una previsión de déficit superior al 0,7 % de la demanda, se considerará que existe **Riesgo de Falla** y la PPAD recibirá una remuneración especial superior al precio definido en el punto anterior, a través de un sobreprecio a la energía generada los días hábiles fuera del período de valle. Dicho sobreprecio se calculará en base al **Costo de la Energía No Suministrada (CENS)** y la profundidad del déficit. La fórmula correspondiente se indica en el Anexo 6.

El CENS ha sido determinado por la Secretaría de Energía Eléctrica, a través de estudios de valorización económico-social de la energía no suministrada. En base a ello se han fijado los siguientes valores para el CENS en dólares por kwh no suministrado (kwh NS):

- 01/11/91 al 30/04/94:	**0,750 U$S/kwhNS**
- Después del 01/05/94:	**1,500 U$S/kwhNS**

2.4.3. PRECIO DE LA POTENCIA A DISTRIBUIDORES

La **Remuneración Total por Potencia (REMPOT)** se estimará en la programación estacional integrando en el período:

a) la sobrevalorización de la energía en las semanas con riesgo de falla;

b) la remuneración de la PPAD para las semanas sin riesgo.

El **Precio de Referencia de la Potencia (POTREF)** se calculará dividiendo esta remuneración total por la suma de las potencias de referencias declaradas (POTMAX) multiplicadas por el número de meses del período:

$$POTREF\ (A/MW\ mes) = \frac{REMPOT}{POTMAX * n^{o}\ de\ meses}$$

Cada Distribuidor pagará en cada mes del período un **CARGO FIJO** calculado como el producto del precio de referencia por la potencia de referencia declarada.

En la operación real cada día que el Distribuidor se exceda de la potencia declarada, deberá pagar una penalización calculada con el CENS correspondiente al período.

PRECIO POTENCIA EXCEDENTE ($/MW/día) = 0.25 * CENS * 18 hs.

2.5. REMUNERACION DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

El ámbito de la Red de Transporte se define en el Anexo 11. La remuneración del Servicio de Transporte incluye:

a) un **ingreso variable** por energía transportada (IVT) entre nodos de distinto precio asociado;

b) un **cargo fijo por conexión** puesta a disposición;

c) un **cargo fijo por capacidad de Transporte** puesta a disposición;

El presente régimen de remuneración está dirigido al equipamiento existente, y debe considerarse firme para el mismo. Antes del próximo 1-11-92 la SEE definirá un sistema integral de precios para el transporte, dirigido fundamentalmente a la remuneración del nuevo equipamiento que se incorpore a través del Régimen de Concesión del Servicio Público del Transporte en los términos de la Ley 24.065.

2.5.1. INGRESO VARIABLE POR ENERGIA TRANSPORTADA

Se calcula como la diferencia entre el valor de la energía extraída en el extremo receptor y el de la inyectada en el extremo emisor.

El precio de la energía en cada nodo i estará dado por:

* el PM transferido al nodo a través de los factores correspondientes (PM x FN_i x FA_i) si el nodo está conectado al Mercado;

o * el PL si está en un área desvinculada.

Al pagar los Distribuidores y cobrar los Generadores a través de sus respectivos **precios de nodos (PN)**, queda implícitamente remunerado el ingreso variable del transporte, incluidas las pérdidas.

Para una línea que conecta un nodo emisor 1 (que inyecta una energía E_1) con un nodo receptor 2 (que toma una energía E_2), el ingreso variable del Transportador resulta:

$$IVT = (E_2 * PN_2 - E_1 * PN_1)$$

2.5.2. CARGO POR CONEXION

Los agentes reconocidos del MEM deberán abonar un cargo por su conexión a la Red de Transporte. En cada nodo de conexión al Sistema de Transmisión, se incluirá todo el equipamiento necesario para transferir la energía desde y hasta las barras de Alta Tensión de la red (interruptores, seccionadores, protecciones, transformadores de rebaje, compensación reactiva, etc.).

La SEE establecerá por resolución el cargo fijo por hora de capacidad de conexión puesta a disposición, por tipo de equipamiento. Este rubro deberá cubrir estos estándar de operación y mantenimiento.

En la programación estacional se indicará el cargo por hora de conexión y el factor de proporción de este cargo que corresponderá pagar a cada usuario, de la Red de Transporte.

El pago se realizará al finalizar cada mes en función al número de horas reales de disponibilidad.

De haber equipamiento compartido (por ejemplo transformadores) cada usuario k abonará la parte que le corresponde del cargo por conexión en forma proporcional a su potencia máxima requerida ($FACTC_{ik}$).

2.5.3. CARGO FIJO POR CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Los agentes reconocidos del MEM deberán abonar un cargo por capacidad de transporte puesta a disposición, que reconocerá el conjunto del equipamiento serie de transmisión en el ámbito de la Red de Transporte.

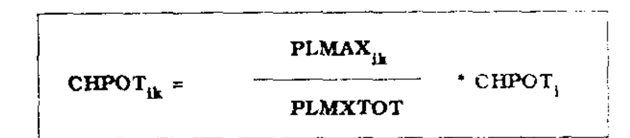
La SEE establecerá por resolución el cargo fijo por hora de capacidad de transporte puesta a disposición y por tipo de equipamiento. Este rubro deberá cubrir costos estándar de operación y mantenimiento.

El cargo por capacidad de Transporte será abonado en forma proporcional por los usuarios del sistema. Para ello se definirá el **Area de Influencia** de cada nodo. Se entiende por área de influencia al conjunto de líneas y demás instalaciones de la red directa y necesariamente afectado por el ingreso o egreso de potencia del usuario de la red, que incrementan la potencia transportada ante un incremento en dicho ingreso o egreso.

A partir del flujo de potencia probable para las horas pico del período estacional, se determinará el Area de Influencia correspondiente a cada generador vinculado a un nodo exportador y a cada distribuidor vinculado a un nodo importador.

Para ello, en los nodos exportadores se analizarán incrementos δPG_k dejando como barra flotante el nodo Mercado (centro de carga del Sistema) teniéndose en cuenta sólo aquellas líneas "i" necesariamente vinculadas al nodo en que las variaciones de potencia resultantes en las mismas $\delta(PL_{ik})$ son positivas.

El cargo fijo por capacidad de Transporte a pagar en cada nodo exportador k de una línea i será:



$$CHPOT_{ik} = \frac{PLMAX_{ik}}{PLMXTOT} \cdot CHPOT_i$$

donde:

- **$PLMAX_{ik}$** = potencia máxima que el nodo k exporta por la línea i determinada a partir de la relación $\delta PL_{ik}/\delta PG_k$ y el total exportado por el nodo k.
- **$CHPOT_i$** = cargo fijo, por capacidad de Transporte puesta a disposición, correspondiente a la línea i.
- **PLMXTOT** = sumatoria de los $PLMAX_{ik}$.

Cuando a un nodo exportador estén vinculados varios generadores, conectados o no a la red de transporte, se repartirán el cargo fijo correspondiente en forma proporcional a su potencia nominal, obteniéndose así su factor de participación en dicho equipamiento $FACTC_k$.

Análogamente se realizará en el caso de Distribuidores conectados a un área importadora, considerándose como factor de proporcionalidad su potencia máxima declarada POTMAX.

En la programación estacional se indicará el cargo por hora de capacidad puesta a disposición y el factor de proporción para cada usuario.

Un nuevo Generador podrá incorporarse al sistema sin limitaciones si los incrementos que provoca en la potencia transportada no exceden la potencia máxima en cada interconexión. Estas potencias máximas serán fijadas por el OED en base a los criterios de operación y confiabilidad de servicio vigentes. En el Anexo 16 se describe el procedimiento correspondiente.

2.5.4. APLICACION FUERA DEL AMBITO DE LA RED DE TRANSPORTE

Toda actividad de transferencia de energía en bloque de y hasta la Red de Transporte, o entre generadores y grandes usuarios o distribuidores vinculados por contratos de abastecimiento del Mercado a Término se considerará "**transporte en bloque**" aunque utilice instalaciones fuera del ámbito de Transporte definido en el anexo 11.

Los agentes reconocidos del MEM están obligados a suministrar acceso libre a la capacidad remanente de sus instalaciones requeridas para el transporte en bloque, a cambio de una remuneración que se podrá acordar libremente entre las partes.

Las partes deberán comunicar al OED la remuneración acordada para ser incluida en la información requerida para la facturación. De no existir esta comunicación el OED considerará que el servicio no se remunera.

Si las partes no llegan a un acuerdo, a pedido de cualquiera de ellos, con aprobación de la Secretaría de Energía Eléctrica y sin derecho a apelación, el OED calculará la remuneración correspondiente de acuerdo a las reglas en aplicación en la Red de Transporte. Para ello incluirá en el cálculo de factores nodales todos aquellos nodos externos al ámbito de los concesionarios de transporte, que resulten relevantes (nodos de entrada/salida al MEM).

2.5.5. TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA

Todos los agentes reconocidos del MEM son responsables por el control del flujo de energía reactiva en sus puntos de intercambio con el MEM. En el Anexo 4 se detalla el contenido general de ese compromiso. Con la participación de los agentes del MEM el OED los reglamentará y pondrá en vigencia el 1-8-92.

Los apartamientos respecto del compromiso nominal darán lugar a transacciones de potencia reactiva que asumen las siguientes modalidades posibles:

a) Por apartamientos en los puntos de intercambio con la Red de Transporte (falta de equipamiento).

— si se alcanzan con equipamiento de otro agente del MEM los "Valores Tolerados" establecidos, la parte requiriente pagará a la otra en proporción al equipamiento evitado, en la forma de créditos y débitos sobre el cargo fijo de conexión.

— si no se alcanzan los "valores tolerados", las partes en incumplimiento pagan un excedente respecto del cargo de conexión, proporcional al equipamiento faltante. Este cargo no es percibido por el transportador, por lo que queda en la Cuenta de Apartamientos.

b) Por apartamientos transitorios en los puntos de intercambio con la Red de Transporte (imprevisión y/o indisponibilidad de equipamiento), se establecerán pagos por horas y magnitud de incumplimiento. Estos pagos serán recíprocos cuando se alcancen los "valores tolerados", o implicarán pagos a la Cuenta de Apartamientos, cuando no se alcancen.

Al inicio de cada período estacional, en base al equipamiento de reactivo declarado por los generadores y transportistas y del reactivo requerido por la demanda, se realizarán flujos de carga para verificar el cumplimiento de la calidad de servicio (mantenimiento de los niveles de tensión requeridos y sobrecarga de equipamiento).

Por otra parte, se determinarán los cargos fijos que deberán abonar los generadores (CHRG), transportistas (CHRT), distribuidores y grandes usuarios (CHRD) por los apartamientos permanentes en su compromiso de reactivo, como asimismo los pagos asociados a incumplimientos transitorios.

2.5.6. CARGOS FIJOS Y PRECIOS EN EL AMBITO DE LA RED DE TRANSPORTE

Los precios vigentes a partir del 01/05/92 para el conjunto de las instalaciones de la Red de Transporte incluidos en el Anexo 11 serán:

a) Cargo por conexión (horarios):

CHCONEX = N500 + N200 + PTRA, siendo:

N500 = 8$/h por cantidad de salidas de 500 kV asociadas al usuario.

N200 = 5$/h por cantidad de salidas de 220 kV asociadas al usuario.

PTRA = 0,036$/h x MVA de transformación.

b) Cargo por capacidad de transporte:

Para interconexiones de 500 kV	**50$/100km x h x LAT.**
Para interconexiones de 220 kV	**30$/100km x h x LAT.**

siendo LAT el número de Líneas de Alta Tensión en la interconexión.

c) Remuneración máxima del transporte:

Para interconexiones de 500 kV	**5500$/km x semestre x LAT**
Para interconexiones de 220 kV	**3500$/km x semestre x LAT**

Para las transacciones de reactivo o pagos por apartamientos no tolerados, los precios vigentes a partir del 01/05/92 para las instalaciones existentes serán:

a) Reactivo de generadores o compensadores sincrónicos y estáticos (CHRG) = 0,09 $/h x MVAr

b) Reactivo a suministrar por reactores o capacitores (CHRD y CHRT) = 0,05 $/h x MVAr

Todos las penalizaciones de reactivo se harán sobre la base de 0,9 $/hs x MVAr

2.6. REEMBOLSO DE GASTOS DEL OED

Los gastos en que incurra el OED, serán presupuestados en forma semestral, con apertura mensual. Este presupuesto incluirá todas las necesidades tanto en materia de gastos directos, como indirectos e inversiones. El reembolso de los gastos mensuales presupuestados estará a cargo de todos los agentes del mercado.

El presupuesto semestral del OED no podrá superar un valor tope expresado como el 0,65 % del importe total de las ventas en el MEM en el período.

El OED presentará dicho presupuesto antes del 1 de marzo y 1 de setiembre de cada año a las empresas integrantes del MEM, quienes contarán con 15 días corridos para enviar objeciones y/o sugerir modificaciones. A más tardar el 1 de abril y 1 de octubre el OED lo elevará, junto con las observaciones realizadas, a la S. E. E.

El presupuesto se prorrateará mensualmente entre cada empresa integrante del MEM proporcionalmente al volumen de su transacción en el mes (sea compradora o vendedora) incluyendo las transacciones que se realicen en el Mercado a Término.

Coincidentemente con las revisiones trimestrales de la programación estacional, el OED podrá proponer fundadamente ajustes al presupuesto, sujetos al mismo procedimiento antes descripto.

Si de la ejecución presupuestaria de un período estacional surgieran excedentes, éstos serán incorporados como partida presupuestaria en el período siguiente.

2.7. PRECIO ESTACIONAL A DISTRIBUIDORES

Para el período se determinará para cada Distribuidor el precio que pagará por su compra en el MEM de acuerdo a una tarifa binómica calculada en base a la programación estacional.

a) Un cargo por la energía por cada período tarifario, que incluye la reserva para regulación de frecuencia y el cargo variable del Transporte. Este cargo se obtiene del Precio de Referencia Estacional de la Energía de cada período tarifario afectado por los correspondientes factores nodales (FN y FA).

b) Un cargo fijo por potencia, derivado del precio de Referencia de la potencia y de la Potencia de Referencia declarada.

Mensualmente el Distribuidor pagará además:

c) por el Servicio de Operación y Despacho, en proporción a su transacción en el MEM;

d) el cargo por Conexión y Capacidad de Transporte;

e) los cargos fijos por potencia reactiva y las penalizaciones que puedan corresponder.

A más tardar el 15 de marzo y el 15 de setiembre de cada año el OED presentará los estudios estacionales (ver Anexo 7) a los integrantes del MEM, quienes contarán con 14 días corridos para producir observaciones. El OED analizará dichas observaciones, pudiendo incorporar algunas o todas ellas y reprogramar el período recalculando los precios a Distribuidores. El OED elevará a la S. E. E. antes del 15 de abril y el 15 de octubre la propuesta de precios de venta a Distribuidores, basada en los estudios convalidados, junto con las observaciones realizadas por las empresas.

Antes del 5 de mayo y el 5 de noviembre, la S. E. E. ajustará por Resolución los precios de venta a Distribuidores para los períodos que comienzan el 1 de mayo y el 1 de noviembre respectivamente. Vencido este plazo, se entiende que continúan vigentes los precios correspondientes al período anterior.

2.8. ACTUALIZACION TRIMESTRAL

Transcurridos 3 meses del periodo estacional, el OED actualizará los estudios de programación del despacho y cálculo de precios para lo que resta del periodo.

Para ello, las empresas deberán informar antes del 20 de junio y 20 de diciembre los pedidos de cambios al programa de mantenimiento acordado para el periodo estacional.

Los cambios en el mantenimiento de la red de Transporte deberán haber sido acordados previamente con los usuarios del área de influencia. De surgir observaciones contrarias y no poder llegar a un acuerdo entre las partes antes del 20 de junio y 20 de diciembre, el Transportista deberá enviar al OED las distintas alternativas de mantenimiento con sus correspondientes objeciones. El OED definirá la más conveniente entre ellas desde el punto de vista de operación del Sistema en conjunto (Mínimo Costo Marginal de Corto Plazo evaluado en "el Mercado") pero también teniendo en cuenta las objeciones de cada parte.

El OED analizará el nuevo mantenimiento conjunto (grupos generadores y sistema de Transmisión) que resulta y podrá solicitar a las empresas modificaciones en función de su efecto sobre la programación de la operación. El OED deberá reunir a las empresas del MEM antes del 5 de julio y 5 de enero para acordar la actualización correspondiente al programa de mantenimiento definitivo para el trimestre y el provisorio para los siguientes treinta meses. La reunión tendrá características similares a la realizada para la programación estacional.

Se utilizará la base de datos estacional original, incorporando las modificaciones que las empresas informen hasta el 5 de julio y 5 de enero y las modificaciones realizadas por el OED a los datos objetados en la programación semestral cuyo comportamiento registrado durante el primer trimestre verificó la validez de la objeción. Si el OED detecta para alguno de los datos informados un apartamiento significativo con respecto a lo registrado en los primeros 3 meses, podrá solicitar su modificación. De no llegarse a un acuerdo con la empresa correspondiente, el OED deberá mantener el valor indicado por la empresa pero dejando constancia de su observación. Durante el trimestre, el OED realizará el seguimiento de cada dato observado y, de verificarse la objeción realizada, lo podrá modificar como se indica en el punto 2.1.1.

La previsión de demandas recibirá un tratamiento diferencial dado su efecto directo sobre los precios. En caso de detectarse apartamientos significativos en el trimestre que modificaran sustancialmente el precio real con respecto al previsto, si la empresa Distribuidora no ajusta su previsión a la realidad observada en los primeros 3 meses, el OED la reemplazará por una estimación propia, previo acuerdo de la S. E. E. Se dejará indicado que dicha demanda no corresponde a la previsión del Distribuidor y los motivos de su modificación.

No se modificarán los criterios para la reserva y capacidad regulante que fueron acordados para el periodo estacional.

Antes del 15 de julio y el 15 de enero, el OED presentará el estudio a las empresas del MEM, quienes tendrán 5 días corridos para producir observaciones. El OED las analizará y podrá incorporar algunas o todas ellas y reprogramar el trimestre.

A más tardar el 25 de julio y 25 de enero, el OED elevará a la S.E.E. la revisión de precios a Distribuidores, adjuntando un informe con los datos modificados con respecto a la programación estacional (haciendo notar aquellos observados por el OED y los motivos) y las observaciones de las empresas del MEM. Se hará notar el efecto sobre los resultados de estas modificaciones. El informe tendrá un formato similar al estudio estacional (ver Anexo 7).

Si la Secretaría de Energía Eléctrica considera que el cambio que resulta es suficientemente significativo, antes del 5 de agosto y 5 de febrero ajustará por Resolución los precios de venta a Distribuidores para los periodos que comienzan el 1 de agosto y 1 de febrero. Vencido este plazo sin intervención de la Secretaría de Energía Eléctrica, quedarán firmes los precios estacionales definidos al comienzo del semestre.

2.9. ANALISIS DE LOS RESULTADOS. INFORMES MENSUAL, TRIMESTRAL Y ESTACIONAL.

Antes del día 15 de cada mes, el OED producirá para conocimiento de la S.E.E. y empresas del MEM un informe analítico sobre la gestión de operación del sistema y funcionamiento de los mercados el mes anterior, con particular referencia a cada uno de los apartamientos significativos observados respecto a la programación con que se definió el precio a Distribuidores (Anexo 8).

Se adjuntará una recopilación de las modificaciones a la base de datos estacional, tanto las solicitadas por las empresas en el transcurso del mes como las realizadas por el OED al verificarse la objeción realizada a un dato observado. Se incluirá una actualización de la programación de la operación para lo que resta del periodo haciéndose notar las implicancias de las modificaciones sobre el resultado económico esperado respecto al originalmente programado en el estudio para establecer los precios a Distribuidores del periodo.

Quince días antes de cumplirse los primeros tres meses del periodo, el OED producirá un informe trimestral de seguimiento (proyectando los días faltantes), que junto con el estudio de proyección del siguiente trimestre mencionado en 2.8. constituirá la base de la decisión de revisión de precios por parte de la Secretaría de Energía Eléctrica.

Quince días antes de finalizar el periodo estacional, el OED producirá un anticipo de resultados proyectados. Tanto en este adelanto como en el informe trimestral se incluirá el saldo previsto de la Cuenta de Apartamiento, totalizando el apartamiento real registrado y el proyectado para lo que resta del trimestre.

Al finalizar el periodo estacional, el OED producirá un informe final del periodo, comparando los resultados reales de la operación con la previsión estacional, teniendo en cuenta el ajuste trimestral de haberse realizado. El informe tendrá un formato similar al mensual (ver Anexo 8). Se harán notar los apartamientos entre la remuneración global a los Generadores y Transportistas, y los pagos de los Distribuidores.

3. — MERCADO DE PRECIOS HORARIOS (MERCADO SPOT)

3.1. PROGRAMACION SEMANAL Y RIESGO DE FALLA.

3.1.1. INFORMACION BASICA

A más tardar a las 10:00 hs. del penúltimo día hábil de cada semana calendaria, las empresas deberán enviar al OED la información necesaria para realizar el despacho de la semana siguiente y una estimación aproximada para la semana subsiguiente (ver Anexo 9). Será responsabilidad del OED fijar los datos faltantes manteniendo como válidos los utilizados en la semana anterior, salvo que se haya observado una diferencia importante que justifique su modificación. En este caso, el OED deberá informar a la empresa el valor asumido y su justificación. En vista de la importancia de las demandas previstas en la definición del riesgo de falla, de faltar las previsiones de las empresas correspondientes, el OED definirá los valores a utilizar con un modelo de pronósticos de demanda, como se indica en el punto 3.1.2.

Con respecto a los precios combustibles y fletes, para los Generadores con contratos o precios estacionales declarados, se utilizarán los precios reconocidos en la programación estacional. Si el Generador realiza un contrato de abastecimiento de combustibles o de fletes durante el transcurso del periodo estacional, deberá declararlo en el MEM y pasará a ser su precio reconocido para el resto del periodo, limitado por el máximo estacional reconocido. el resto de los Generadores podrá informar un precio para el mes (**Precio Mensual Declarado**) junto con la información para la programación de la primera semana de cada mes. El OED lo cotejará con el **Precio Máximo Mensual** (ver Anexo 13), que actualizará e informará mensualmente. El OED reemplazará los precios declarados por encima de este tope por el máximo reconocido. Para los Generadores sin contratos ni precios declarados, el OED utilizará los **Precios de Referencia Mensual.** Estos precios no podrán ser modificados a lo largo del mes y serán los utilizados para la programación semanal y diaria, el despacho y el cálculo de precios horarios de la energía.

El OED deberá respetar la información suministrada por las empresas e incorporarla a la Base de Datos Semanal. Sin embargo, de resultar datos incongruentes respecto al conjunto o con diferencias significativas respecto a lo que se ha registrado en las últimas semanas, el OED podrá solicitar su modificación aclarando los motivos. En el caso demandas podrá indicar la diferencia con respecto a los valores previstos con el modelo de demandas. De no llegarse a un acuerdo, el OED deberá respetar el valor informado por la empresa pero dejando constancia de su observación en la información enviada con la programación semanal.

Durante la semana el OED realizará el seguimiento de los datos observados. Si durante dos días se verifica una diferencia superior al 10 % con respecto al dato informado por la empresa y dicho apartamiento se corresponde con la objeción indicada, se considerará que la observación del OED es válida y quedará habilitado para modificar el valor para el resto de la semana y toda la semana siguiente en la Base de Datos Semanal de acuerdo al criterio indicado en la observación (o sea, si el OED observa un dato empresario porque considera que debería ser menor, de verificarse la validez de la observación podrá disminuir el dato pero no aumentarlo). En este caso, deberá informar a la empresa que el dato objetado se considera modificable y el valor adjudicado por el OED.

Hasta el penúltimo día hábil de cada semana, las empresas podrán solicitar al OED mantenimientos correctivos para la semana siguiente. El OED analizará estas solicitudes en función de la urgencia del pedido y su efecto sobre la programación semanal prevista (riesgo de falla, precios, etc.) y coordinará un programa de **Mantenimiento Correctivo Semanal**, buscando el óptimo para el Sistema. En consecuencia, podrá no aceptar pedidos justificándolo debidamente y de no llegar a un acuerdo con la empresa sobre una fecha alternativa. En la operación real de la semana, toda salida imprevista (contingencia) o prevista pero no incluida en el programa de mantenimiento estacional ni el programa correctivo semanal será considerada forzada a los efectos de evaluar la indisponibilidad de la máquina.

Asimismo, el OED recabará las solicitudes de autogeneradores para realizar transacciones en el MEM. Sólo se considerarán los pedidos recibidos dentro del plazo indicado para ser incorporados a la Base de Datos Semanal.

Será responsabilidad del OED canalizar las solicitudes de importación/exportación de países interconectados. Las mismas sólo podrán ser recibidas dentro de los plazos indicados para ser incorporadas a la Base de Datos y consideradas en la programación semanal. Estas operaciones de compra/venta de empresas de países interconectados en el Mercado Spot serán aceptadas o rechazadas por el OED de acuerdo al despacho del Sistema, no requiriendo aprobación previa de la SEE.

3.1.2. MODELOS UTILIZADOS

Incorporando a la Base de Datos Estacional los datos semanales y las modificaciones al periodo estacional informadas por las empresas, se correrá el modelo OSCAR con el horizonte de 3 años partiendo del estado actual del Sistema, para revalorizar las reservas en los grandes embalses del Sistema. Luego se correrá el modelo MARGO para simular la operación de la semana siguiente partiendo del estado inicial previsto y las previsiones para esa semana. Se incluirán las ofertas de venta de países interconectados, como generación adicional al precio solicitado.

De existir solicitudes de compra de países interconectados, se realizará una nueva corrida del MARGO incorporando la energía solicitada como un pedido de compra, o sea una demanda adicional cuyo cubrimiento sólo se hará de existir excedentes de generación para cubrirla (no genera déficit). Se determinará así las posibilidades de cubrir la energía requerida, el sobrecosto respecto a la programación sin exportación, y el precio a ser empleado en la operación de venta, según las características del respectivo Convenio de Interconexión.

Con el modelo MARGO se obtendrá la energía a ubicar en la semana a programar y la siguiente en aquellas centrales hidráulicas que por su capacidad de embalse y potencia instalada pueden afectar significativamente dentro de la semana los precios del Sistema. La definición de las centrales hidráulicas a optimizar en la semana se realizará al acordar el modelado hidráulico en la previsión estacional. Para el resto se tomarán como dato los paquetes de energía que oferten las empresas correspondientes en base a sus pronósticos.

Para ello, el OED enviará cada semana a las centrales de interés regional, y capacidad de embalse menor, las previsiones de precios (PM y PL) y de riesgo de falla para las semanas correspondientes a los siguientes doce meses. Las empresas podrán utilizar estos datos para determinar el manejo óptimo de sus embalses dentro de las restricciones que fijan a su operación los compromisos agua abajo (riego, consumo de agua, navegación, etc.).

Tomando como dato los paquetes de energía hidráulica en cada embalse para las siguientes dos semanas, se optimizará su ubicación a lo largo de las dos semanas, en paquetes diarios divididos en periodos de una o más horas (no podrán superar el correspondiente periodo tarifario), mediante un **modelo de despacho hidrotérmico semanal (MDHS)**. La función objetivo a minimizar será el costo total variable del Sistema, evaluado en el Mercado, y resultado de la suma del costo de combustible (a través del costo marginal de las máquinas) más el transporte (a través de los factores FN y FA) y la valorización de la energía no suministrada.

El modelo tendrá en cuenta:

- un horizonte de 7 a 14 días;
- requerimientos de importación y exportación de países interconectados;
- requerimientos de compra/venta de autogeneradores;
- posibilidad de definir agrupamiento de máquinas de acuerdo al nivel de detalle requerido;
- disponibilidad de distintos tipos de combustibles por central térmica o grupo de máquinas, para definir la distribución óptima de combustibles;
- requerimiento de banda de reserva para regulación;
- una representación de la red que permita representar restricciones de Transmisión y operación que afecten los resultados del despacho a nivel semanal;
- representación de distintos tipos de centrales hidráulicas y de sus limitaciones al despacho diario (requerimientos aguas abajo, posibilidades de empuntamiento, etc.);
- representación de centrales de bombeo para definir sus requerimientos de bombeo y despacho de generación en la semana.

El modelo a utilizar así como cualquier modificación futura en el mismo o la metodología utilizada deberá contar con la aprobación de la S.E.E.

El OED dispondrá de un plazo de 12 meses a partir del 1/5/92 para adaptar las herramientas en uso o incorporar nuevas tal que el programa de despacho semanal se adecue a los requerimientos antes expuestos. El modelo y metodologías propuestas será presentado a las empresas del MEM, quienes podrán sugerir modificaciones. Una vez finalizado el desarrollo del programa, el OED lo presentará a la S.E.E. para su aprobación. A partir de entonces, el modelo junto con su descripción, manual de uso y base de datos requerida estará a disposición de todos los integrantes del MEM.

Mientras se pone en servicio la nueva metodología, la programación semanal, se continuará realizando con la metodología actualmente en uso (Despacho Energético Semanal DES).

El OED contará con un plazo de 6 meses a partir del 1/5/92 para poner en servicio un **modelo para proyección de demandas** (PRODEM) a nivel semanal y diario, teniendo en cuenta:

* sensibilidad a las condiciones climáticas,

* demandas reales registradas en el período anterior.

La metodología propuesta por el OED será presentada antes del 1/8/92 a las empresas del MEM, quienes contarán con 15 días para su análisis y sugerir modificaciones o una metodología alternativa. El OED, teniendo en cuenta estas observaciones, será el responsable de que se desarrolle, por personal propio o requiriéndolo a terceros, un programa adecuado a las necesidades señaladas. Una vez finalizado, el OED presentará el modelo a la S.E.E. para su aprobación. A partir de entonces, el modelo junto con su descripción, manual de uso y base de datos requerida estará a disposición de todos los integrantes del MEM.

3.1.3. DESPACHO SEMANAL

Se correrán en primer lugar los modelos OSCAR y MARGO para determinar en los embalses a optimizar los paquetes de energía hidráulica óptimos a ubicar en la semana para minimizar el costo total futuro de operación, incluyendo el costo de falla, manteniendo el horizonte de 3 años con las modificaciones que puedan haber surgido en los datos estacionales previstos.

El criterio para el uso del agua dentro de la semana se hará con el Modelo de Despacho Hidrotérmico Semanal (MDHS), admitiendo un apartamiento de hasta el 5 % en la energía hidroeléctrica despachada para una central con respecto al óptimo estimado por el programa MARGO. El OED podrá solicitar a los respectivos generadores hidráulicos modificar la energía de las centrales optimizadas, utilizando como criterio la valorización del agua que resulta del modelo OSCAR, o pedir apartamientos respecto a la energía ofertada al resto de las centrales con menor capacidad de almacenamiento.

Si en el despacho semanal surge una previsión de déficit, el OED correrá el modelo de demandas (PRODEM) para definir las proyecciones de demanda semanal para cada empresa, que se considerarán las de referencia. Si para algún Distribuidor o Gran Usuario la demanda informada supera la de referencia en más de un 5 %, el OED reemplazará la previsión declarada por el pronóstico del modelo e informará a la empresa correspondiente. Con las demandas así convalidadas, se realizará el despacho semanal y se establecerá si existe riesgo de déficit.

El despacho se realizará en el centro de carga del Sistema teniendo en cuenta el efecto y costo asociado al Sistema de Transmisión. Para ello, al comienzo de cada semana el OED definirá:

a) la configuración típica prevista en la red de Transporte (de ser necesario podrá ser más de una);

b) por lo menos 6 estados de carga representativos, de días hábiles y restantes en sus franjas de tarificación.

En base a ello, el OED mediante un modelo específico realizará flujos de carga para determinar en cada barra de la red de Transporte así como en puntos de entrada/salida del MEM que lo requieran los **Factores de Nodo Semanales** para cada período tarifario (ver Anexo 3). Los factores representativos de la calidad de la conexión con el mercado (FA) también se recalcularán semanalmente manteniendo fija la constante de potenciación KPA, como se indica en el anexo 3. Con estos factores de nodo y adaptación se fijará el costo de cada generador transferido al centro de carga y el precio de nodo vinculado al Mercado con que se calculará su remuneración.

En vista de ello, las hipótesis y estados definidos como característicos en el cálculo de los factores no debe apartarse significativamente de la realidad que resulte. Cuando surjan modificaciones, el OED deberá recalcular los factores nodales para las nuevas situaciones previstas. En consecuencia, al finalizar la semana la misma habrá quedado dividida en uno o más períodos de iguales características, con duración uno o más días, con sus correspondientes factores nodales por período tarifario.

Para los Generadores vinculados directamente a la Red de Transporte, se utilizará el factor de nodo y de adaptación de la barra de conexión. Para aquellos que se vinculan al MEM a través de instalaciones de un Distribuidor, los factores de adaptación (FA) a utilizar serán los correspondientes a la jurisdicción provincial a la que están conectados, y los factores de nodo (FN) resultarán del cálculo antedicho extendido a su barra de ingreso al SADI. Si el Generador se vincula a través de varios puntos de conexión, los factores nodales se calcularán como el promedio de los correspondientes FA y FN ponderados por la energía que entrega en cada uno.

En función de la configuración prevista en la red y composición de la oferta, el OED determinará las restricciones de Transporte y generación forzada vigentes, que serán incluidas en el Despacho Semanal.

Como resultado del despacho se obtendrá para cada día típico y período tarifario la previsión de:

* precio del Mercado PM;

* áreas que resultan desvinculadas del Mercado por actuar restricciones de Transmisión u operación y el correspondiente precio local PL.

No se considerarán para el cálculo de precios las máquinas excluidas, que figuran en el Anexo 5.

Del modelo resultará además la previsión por tipo de día y período tarifario de:

* paquetes de energía por central hidráulica;

* energía no suministrada;

* paquetes de generación térmica y consumo de combustibles;

* paquetes de importación y/o exportación con países interconectados.

A lo largo de la semana, de surgir modificaciones significativas en las hipótesis consideradas (ya sea en la oferta, demanda o las restricciones), se actualizará la base de datos semanal, se recalcularán los factores nodales (FN y FA) y se realizará el redespacho del resto de la semana. Con esto se redefinirán los paquetes de generación, consumo de combustibles, precios y energía no suministrada. Se enviarán los resultados correspondientes a las empresas del MEM de un modo similar a la del despacho semanal (punto 3.1.3.3.).

3.1.3.1. DETERMINACION DEL RIESGO DE FALLA Y REMUNERACION ADICIONAL

Si el parque térmico y nuclear resulta insuficiente en las condiciones previstas de demanda y disponibilidad térmica e hidráulica, en el despacho surgirá una previsión de energía no suministrada (ENS) semanal. Cuando este déficit supere el 0,7 % de la demanda, el OED definirá que la semana tiene **Riesgo de Falla.**

En este caso, la capacidad se remunerará a través de un sobreprecio a la energía generada, **Sobreprecio por Riesgo de Falla (SPRF),** los días hábiles fuera del período de valle. El horario de valle se definirá entre las 0:00 hs. y 6:00 hs., pudiendo el OED modificarlo cuando lo justifiquen razones operativas o estacionales. La fórmula correspondiente al cálculo del SPRF se indica en el Anexo 6.

La **Remuneración Adicional (RAH)** prevista por riesgo de falla para cada día hábil resulta:

$$RAH = TDH * SPRF$$

donde TDH es la generación necesaria para cubrir la demanda prevista de un día hábil en el horario fijado, o sea que incluye las pérdidas del transporte.

De existir restricciones de Transporte que determinen distintas áreas de riesgo, se discriminará la falla por área y se definirá el sobreprecio y remuneración adicional para cada una.

Para garantizar el cobro de esta remuneración adicional, los Generadores térmicos y nucleares deberán informar al OED antes de las 18:00 hs. del domingo la PPAD por Centro de Generación y/o máquina para cada día hábil de la semana siguiente. Esta lista se considerará la oferta de Parque térmico-nuclear disponible. Durante la semana, el OED verificará que se mantiene la oferta de disponibilidad, eliminando de la misma toda máquina que se declare indisponible o limitada por debajo de la potencia informada por más de 18 horas. Todo Generador que se deba eliminar de la lista dos veces en el transcurso de cuatro semanas por no cumplir su oferta de disponibilidad, quedará inhabilitado de ofrecerse en la lista de oferta de disponibilidad para semanas con riesgo de falla durante las siguientes 12 semanas. El OED informará al Generador correspondiente cuando ésta suceda.

Durante el transcurso de la semana, diariamente se realizará un redespacho semanal. De mejorar las condiciones en el Sistema para una semana con riesgo de falla, podrá resultar que desaparece el déficit previsto. En ese caso, el OED informará a las empresas y se dejará de pagar el sobreprecio a la energía (SPRF) pagándose en cambio un sobreprecio a la PPAD a aquellas máquinas térmicas disponibles que hayan informado su disponibilidad, o sea que estén en la lista confeccionada el domingo. Si por el contrario, empeora la situación energética, podrá surgir una previsión de déficit en una semana definida como sin riesgo. En este caso no se pagará ningún sobreprecio pero podrá resultar necesario aplicar restricciones al suministro.

Cuando la situación del Sistema (estado de los grandes embalses, reserva energética embalsada, etc.) llegue a los valores mínimos previstos en la Programación Estacional y sus revisiones, se considerará necesario aplicar restricciones al abastecimiento. En este caso el OED definirá un programa tentativo de cortes para la próxima semana, que informará conjuntamente con la programación semanal.

Se analizará en primer lugar la parte de la demanda que no se podrá abastecer por restricciones en el Sistema de Transmisión o Distribución (ENSTRANS). De contar alguna de estas demandas con contrato de abastecimiento, se informará al Generador correspondiente la parte de su demanda contratada que se prevé no poder abastecer por imposibilidad de llevar la energía hasta el punto convenido.

El OED considerará luego del **déficit de generación** (ENSGEN), o sea el déficit restante luego de descontar a la ENS total la demanda no abastecida por restricciones de transporte.

$$ENS = ENSTRANS + ENSGEN$$

Se excluirá de aplicar restricciones por déficit de generación a los Distribuidores, Grandes Usuarios y Generadores del Mercado a Término que tengan un contrato de abastecimiento con garantía de suministro siempre que el Generador correspondiente que debe abastecerlo cuente con la disponibilidad necesaria para cubrir todos sus contratos (ya sea con generación propia o de terceros con los que tenga contratos de reserva).

Si un Generador con contratos por falta de disponibilidad (propia más contratada a otros) no alcanza a cubrir todos sus contratos de abastecimiento, se convertirá en un demandante en el Mercado Spot por la diferencia entre la potencia contratada y su propia capacidad de generación (dada como la disponibilidad de sus máquinas más la de los grupos con quienes tenga contratos por reserva fría).

Un Distribuidor o Gran Usuario con contrato de reserva fría con una máquina prevista en servicio (disponible) se considerará tomando de su contrato la parte de su demanda que ésta puede abastecer y en el Mercado Spot comprando el resto de su demanda (demanda total menos disponibilidad de las máquinas contratadas como reserva).

El OED distribuirá el déficit de generación semanal previsto (ENSGEN) proporcionalmente a la demanda de cada comprador en el Mercado Spot, incluyendo:

* toda la demanda sin contratos,

* la demanda no cubierta de los Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos de reserva fría,

* la compra de los generadores que no pueden cumplir sus contratos de abastecimiento.

Para la previsión semanal, el OED supondrá que el corte que le corresponda a un Generador con contratos de abastecimiento garantido que sale a comprar al Mercado Spot se reparte entre los Distribuidores o Grandes Usuarios con los que está ligado contractualmente en proporción a sus demandas contratadas. O sea, resultará como si el demandante comprara en el Mercado Spot la parte proporcional de la compra total del Generador con quien tiene contrato.

De este modo se obtendrá una previsión de restricciones al abastecimiento a aplicar la semana siguiente **para cada comprador** del Sistema.

$$RESTRICCION_k = ENSGEN * COMPRA_k / COMPRATOT$$

3.1.3.2. DETERMINACION DE LA RESERVA FRIA

Si la semana resulta definida sin riesgo de falla, el OED informará la magnitud de la reserva fría que constituirá los días hábiles y solicitará ofertas a todas las **máquinas térmicas de punta.** Los

Generadores convocados que deseen participar deberán informar antes de las 12:00 hs del último día hábil su oferta para la semana siguiente indicando por grupo:

a) potencia puesta a disposición;

b) precio por MW puesto a disposición;

c) tiempos comprometidos para entrar en servicio y llegar a plena carga.

Esta oferta representará un compromiso por parte del Generador de, en caso de ser requerido, poner en servicio la potencia ofertada dentro de los tiempos indicados. En consecuencia, el Generador al presentar su oferta deberá tomar los márgenes suficientes en la definición de los tiempos como para garantizar que en la operación real pueda cumplirlos.

La capacidad comprometida por "Contratos a término de reserva fría" (ver Capítulo 4) no se considerará en la conformación técnica de la reserva necesaria para el sistema ni podrá ser ofertada en el concurso de reserva ya que se encuentra comprometida por su contrato.

El OED conformará un orden de mérito entre estas ofertas, ordenándolas en base, no sólo al precio, sino también a la ubicación geográfica de la máquina, la velocidad de entrada y toma de carga indicada, así como el comportamiento real observado anteriormente si trabajó como reserva fría.

En la lista de mérito quedarán ordenadas primero las máquinas que no hayan fallado como reserva fría y luego aquellas que, estando en reserva fría, al ser solicitada su entrada en servicio no hayan cumplido su compromiso ofertado. Aquellas máquinas que hayan fallado en su compromiso de reserva 3 veces en el transcurso de 60 días quedarán automáticamente excluidas de participar en el concurso de reserva fría durante los siguientes 6 meses.

La lista de mérito se confeccionará en el centro de carga del Sistema. En consecuencia, para tener en cuenta la ubicación de la máquina y calidad de su vinculación con el Mercado, en la definición de la lista de mérito se afectará el precio ofertado por los correspondientes factores nodales (FN y FA) definiendo de este modo el precio en el centro de carga.

El OED no podrá aceptar ofertas cuyo precio sea mayor que el máximo fijado para el período. También podrá rechazar ofertas por motivos técnicos debiendo en este caso justificarlo debidamente.

El OED pondrá en conocimiento de los agentes reconocidos del MEM y de la SEE un reglamento para la realización de estos concursos, ateniéndose a los principios enunciados (anexo 15).

3.1.3.3. ENVIO DE LA PROGRAMACION SEMANAL

Antes de las 14:00 hs. del penúltimo día hábil de cada semana, el OED informará a cada Generador:

a) su programa de producción semanal, aclarando si no está previsto su despacho;

b) el PM previsto;

c) los períodos en que está previsto quedar desvinculado del Mercado y el correspondiente PL;

d) el nivel de falla previsto en su área junto con el correspondiente sobreprecio y remuneración adicional;

e) el valor del agua en cada embalse optimizado;

f) para los Generadores térmicos su previsión de consumo de combustibles;

g) la utilización del parque marginal y su costo operativo;

h) la utilización de energía importada y su precio, cuando sea superior al PM;

i) los factores nodales de la semana por período tarifario;

j) las restricciones vigentes de Transporte y operativas, incluyendo parque forzado;

Junto con esta información se señalarán los datos utilizados que fueron observados por el OED y el motivo de cada observación.

A los países interconectados que hayan ofertado energía, se les informará si se la tomará mientras que a aquellos que hayan solicitado comprar se les indicará si existe el excedente y el precio al que se vendería.

De definirse cortes programados a la demanda, el OED enviará a los Compradores las restricciones previstas. Los Distribuidores y Grandes Usuarios podrán indicar hasta las 10:00 hs. del último día hábil requerimientos a tener en cuenta en la programación diaria de las restricciones (horarios más convenientes, duración, etc.). Por su parte, los Generadores con contratos que también resulten compradores por falta de disponibilidad propia, podrán informar dentro del mismo plazo su requerimiento en cuanto al modo de repartir entre sus contratos el corte programado para su compra. De no recibir estos requerimientos especiales, el OED considerará que se acepta el criterio de, en la operación diaria, repartir las restricciones en forma proporcional a la compra.

3.2. DESPACHO DIARIO Y PRECIOS EN EL MERCADO

3.2.1. INFORMACION BASICA

Todos los días, antes de las 10:00 hs. se deberá suministrar al OED la información necesaria para realizar el predespacho del día siguiente y cualquier modificación a los datos previstos para el resto de la semana.

En el caso de sábado, domingo y días feriados, el día hábil previo se informarán los datos requeridos para los días feriados y el primer día hábil subsiguiente. De surgir durante el fin de semana o días feriados modificaciones en los datos previstos, la empresa deberá notificar al OED el cambio para ser incorporado a la base de datos y tenerlo en cuenta en el despacho.

Será responsabilidad del OED completar los datos faltantes con los valores utilizados el mismo tipo de día anterior, modificando sólo aquellos en que existan apartamientos que los invaliden. En este caso, el OED deberá informar a la empresa correspondiente el cambio realizado y su justificación. Las demandas recibirán un trato diferencial. En caso de no suministrar previsiones algún Distribuidor o Gran Usuario, el OED calculará con el modelo de pronóstico de demandas los valores a utilizar.

El OED deberá respetar la información de las empresas e incluirla en la Base de Datos Diaria (Anexo 10). Sin embargo, en el caso de observar incongruencias en el conjunto que puedan afectar al Sistema en su operación, podrá solicitar modificaciones. De no llegar a un acuerdo, el OED deberá utilizar la información indicada por la empresa pero dejando constancia de su observación en la programación diaria que enviará a las empresas del MEM.

Al finalizar el día, el OED analizará el comportamiento real de los datos objetados. Si se verifica que alguno se aparta en más del 10 % del valor declarado por la empresa y que esta diferencia se corresponde con la objeción realizada, el OED quedará habilitado para el resto de la semana ajustar este dato de acuerdo al criterio indicado en su observación al mismo. En este caso, informará a la empresa que se ha verificado la validez de la observación y el ajuste realizado cada día en que modifique el valor declarado por la empresa.

Para el equipamiento indisponible o con limitaciones, se lo considerará fuera de servicio o con la misma restricción salvo que dentro del plazo indicado la empresa notifique su hora de entrada prevista.

Se considerará que continúa vigente el compromiso de:

* reserva fría de las máquinas ofertada en la programación semanal,
* reserva lenta de los Generadores con contratos en el Mercado a Término que no hubiera resultado despachados, salvo que en el plazo indicado el Generador informe su indisponibilidad.

El OED canalizará los requerimientos diarios de importación/exportación por parte de países interconectados que deberán ser recibidos dentro del mismo plazo que el resto de los datos diarios. Los mismos serán aceptados o rechazados por el OED de acuerdo al despacho óptimo diario que resulte, no requiriendo autorización de la SEE.

Asimismo, recabará las solicitudes de compra/venta de los autogeneradores reconocidos, que serán incorporados al despacho diario siempre que envíen la información requerida dentro de los tiempos establecidos.

3.2.2. MODELO UTILIZADO

La programación diaria se realizará con un modelo de despacho hidrotérmico del Sistema, que optimizará la ubicación horaria de los paquetes de energía hidráulica diarios. La función objetivo será minimizar el costo total, medido como la suma de costos de operación llevados al centro de carga más la energía no suministrada.

El modelo permitirá:

* representar la configuración de la red con el nivel de detalle necesario para tener en cuenta las restricciones que afecten el despacho diario (limitaciones de Transmisión, máquinas forzadas, etc.);
* realizar flujos de carga representativos para garantizar que el despacho se ajusta a las restricciones de Transporte y Operación que se le definan;
* representar el parque térmico y nuclear en detalle, con disponibilidad de distintos tipos de combustibles por central o máquina y sus correspondientes precios para definir la mezcla óptima, con su consumo específico y factores nodales para definir el despacho, con su consumo propio para definir su potencia neta, con sus restricciones a la variación de carga horaria máxima, con sus posibilidades de aportar a la regulación de frecuencia primaria y secundaria;
* representar el tiempo mínimo que debe transcurrir entre la parada y rearranque de la máquina, y el costo de arranque y parada de máquinas;
* representar los requerimientos de banda de potencia como reserva para regulación y la penalización en caso de su no cumplimiento;
* representar distintos tipos de cuencas y embalses (de pasada, de embalse, centrales encadenadas y la influencia entre ellas, diques compensadores o reguladores, etc.) y las restricciones aguas abajo que afectan el despacho horario hidráulico;
* representar centrales de bombeo para definir su operación diaria óptima;
* representar solicitudes de compra/venta de autogeneradores;
* incluir con respecto a los países interconectados, ofertas de exportación con sus precios solicitados (como generación adicional disponible) y requerimientos de importación como demanda adicional que se puede no abastecer si no existe el excedente requerido (no genera falla).

El modelo a utilizar así como cualquier modificación en el mismo o la metodología utilizada deberá contar con la aprobación de la S. E. E. Tanto el modelo diario como su descripción, manual de uso y base de datos estará a disposición de todos los integrantes del MEM.

El OED dispondrá de un plazo de 12 meses a partir del 1/5/92 para adaptar los programas utilizados actualmente y/o incorporar nuevas herramientas, tal que el modelo de despacho diario cumpla los requerimientos indicados. Mientras tanto, se continuará realizando el despacho diario con el modelo Programa Económico de Máquinas (PEM), actualmente en uso.

3.2.3. PREDESPACHO

3.2.3.1. DESPACHO DE CARGAS Y DETERMINACION DEL PM

El despacho diario será realizado todos los días por el OED. Los viernes y días hábiles previos a un feriado se realizará el despacho previsto para el fin de semana o días feriados y el primer día hábil subsiguiente. Este despacho será indicativo para las empresas. Los sábados, domingos y días feriados se realizará el despacho del día siguiente y el OED informará a las empresas la nueva programación de surgir diferencias respecto a la informada el último día hábil. De no recibir notificación del OED dentro de los plazos correspondientes, la empresa considerará que el despacho indicativo previsto pasa a ser el predespacho válido para el día siguiente.

Se deberá realizar en primer lugar un redespacho semanal para definir los paquetes de energía hidráulicas a ubicar el día a despachar, teniendo en cuenta el horizonte semanal y las modificaciones que puedan haber surgido en las previsiones. De ser necesario, de acuerdo a los apartamientos que hayan resultado en las hipótesis, se redefinirán para el resto de la semana los factores nodales. De haber mejorado las condiciones para una semana definida con riesgo, en el redespacho semanal podrá resultar que ha desaparecido el riesgo de falla y el OED deberá informar a todos los Generadores junto con el envío de la programación diaria el levantamiento del riesgo de falla. En este caso, el resto de la semana no se pagará el SPRF a la energía generada sino que se pagará un sobreprecio por PPAD a las máquinas disponibles que están en la lista confeccionada el domingo precedente.

Utilizando la Base de Datos Diaria y los resultados del redespacho semanal (energía hidráulica a despachar), el OED realizará el despacho hidrotérmico diario del Sistema para dos casos:

a) sin restricciones (despacho libre),

b) incluyendo las restricciones de Operación, Transmisión y Distribución pero sin incluir las restricciones dadas por el arranque/parada de máquinas (tiempo mínimo de parada y el costos de arranque/parada).

La transferencia entre cada nodo y el Mercado se hará a través de los factores nodales calculados en la programación semanal o, de haber surgido modificaciones, en el redespacho correspondiente.

La generación "excluida" será tenida en cuenta en el despacho energético pero no se considerará para el cálculo de precios. Con respecto a la generación hidroeléctrica, se admitirá un apartamiento de hasta el 5 % en la energía despachada para una central con respecto al óptimo definido en despacho o redespacho semanal.

En base a los dos despachos realizados, el OED determinará la previsión de precios de la energía y para cada hora establecerá:

a) el PM previsto (el precio más caro entre los costos marginales transferidos al centro de la carga de las máquinas vinculadas al Mercado);

b) la máquina que define el PM;

c) las áreas que, por actuación de restricciones, se apartan del despacho óptimo y generan un mercado local con precio propio PL y la máquina dentro del área que lo define.

3.2.3.2. PROGRAMAS DE CARGAS Y DEFINICION DE PRECIOS LOCALES

Una restricción activa (ya sea de transporte, distribución u operativa) se manifiesta como una diferencia en el despacho de máquinas de un área respecto del despacho en barra única sin restricciones, evidenciando las limitaciones impuestas al Sistema. Aquellas áreas en que se modifique el despacho, y para las horas en que esto sucede, se considerarán desvinculadas del Mercado. Su precio local estará dado por el mayor precio dentro de su área.

Para determinar los programas de carga del parque, se realizará un nuevo despacho teniendo en cuenta las restricciones de arranque/parada. Las máquinas turbovapor de base no se sacarán de servicio por despacho si la salida despachada resulta con una duración inferior al **Tiempo Mínimo Requerido entre Parada y Rearranque (TMIN)** informado por el Generador en la Base de Datos del Sistema. De no informarse dicho valor para alguna máquina turbovapor, se considerará 12 horas. Si la duración prevista de la salida (TS) es mayor que el mínimo correspondiente, el OED sólo la mantendrá en servicio de resultar económico una vez computado su costo de arranque y parada correspondiente al tiempo TS. Toda máquina que quede en servicio sólo por condiciones de arranque y parada (tiempo mínimo o costo) se considerará **forzada** y se la tratará en esa hora como una máquina excluída del cálculo de precios, cobrando en consecuencia por su energía el costo operativo (ver Anexo 14).

La generación de las centrales del bombeo se despachará en base a la energía prevista en el redespacho semanal realizando ajustes menores de ser necesario.

3.2.3.3. DESPACHO DE COMBUSTIBLES

En el programa de despacho diario se incluirá la previsión de combustibles suministrada por los Generadores, que se debe corresponder con sus respectivos contratos de abastecimiento de existir, (cuota de gas, stock de combustibles líquidos y/o carbón, precios correspondientes de ser necesario) y la información respecto a restricciones en las posibilidades de quemado de los distintos tipos de combustibles en las máquinas.

El programa de despacho optimizará en función a la disponibilidad de máquinas y de combustibles con sus correspondientes precios que definirán los precios de la energía (PM y PL). Se obtendrá entonces como resultado, junto con los precios de la energía y programas de cargas, una previsión de consumo de combustible en cada máquina. De este modo se determinará la distribución dentro de cada central de la cuota de gas prevista, que corresponde al despacho óptimo y que se utilizará para la fijación de precios de la energía.

Los precios de combustibles y fletes utilizados serán los mismos que los de la programación semanal.

3.2.3.4. PROGRAMACION DE RESTRICCIONES AL ABASTECIMIENTO

El OED deberá definir los programas de restricciones horarias a aplicar. De estar previsto de la programación semanal la necesidad de aplicar restricciones al abastecimiento, se realizará el despacho horario de la ENS prevista para ese día. Por otra parte, en caso de surgir de la programación diaria que la generación disponible resulta insuficiente para abastecer la demanda prevista, el programa de despacho determinará una previsión de déficit horario.

Se discriminará dentro del déficit previsto (ENS) dos tipos:

— uno atribuible a limitaciones en el Sistema de Transmisión y/o Distribución (ENSTRANS);

— otro debido a déficit de generación y/o requerimiento de limitar la generación hidráulica para mantener la reserva estratégica en embalses (ENSGEN).

$$ENS = ENSGEN + ENSTRANS$$

Primeramente, se analizarán las restricciones de Transporte y se definirá para cada nodo el nivel de déficit que surge por imposibilidad de llegar hasta la demanda a abastecer $(TRANS_j)$.

Para el déficit de generación, en los contratos de abastecimiento con garantía de suministro se considerará que los Distribuidores y Grandes Usuarios compran su demanda contratada del Generador correspondiente (o sea no compran en el Mercado Spot) siempre que el mismo cuente con la disponibilidad necesaria para cubrirlo, ya sea con generación propia (PPADk) o con generación de otra máquina con la que tenga contrato por reserva (PRESERVk). De no ser así, el Generador pasará a ser comprador en el Mercado Spot con una demanda igual a la potencia faltante para cubrir su requerimiento contratado.

Si bien el compromiso horario de los Generadores está dado por la suma de las potencias contratadas, para el caso de déficit en el Sistema se considerará que su compromiso incluye además el nivel de pérdidas previstas. Para un contrato entre una Demanda ubicada en un nodo i y un Generador ubicado en un nodo j, las pérdidas correspondientes previstas se evaluarán en función de los factores de nodo semanales.

$$(FN_{Dem} - FN_{Gen}) * \text{Dem. contratada} / 2$$

En consecuencia, para un Distribuidor o Gran Usuario con contratos de abastecimiento garantido, no se aplicarán restricciones por déficit de generación cuando el Generador responsable del contrato no compra en el Mercado Spot ($COMPRA_k$=0).

Se define como **Falla de un Generador con Contrato de Abastecimiento** a la imposibilidad de cumplir su garantía de suministro contratado por indisponibilidad propia, o sea que la suma de sus potencias contratadas más pérdidas asignadas (PCONT + PPERD) es mayor que su potencia disponible (PDISP) más la potencia disponible de los contratos a término de reserva fría que disponga (PRESERV). En este caso la compra requerida del Generador en el Mercado Spot debido a sus compromisos contratados resulta:

$$COMPRA_i = (PCONT_i + PPERD_i - PDISP_i - PRESERV_i)$$

Para los Distribuidores o Grandes Usuarios con contratos de reserva fría se calculará su compra en el Mercado Spot como la diferencia entre su demanda prevista y la potencia disponible en las máquinas contratadas como reserva.

$$COMPRA_k = (PDEM_k - RESERVA_k)$$

donde $RESERVA_k$ es la suma de la disponibilidad de las máquinas que tienen contrato de reserva con el Distribuidor o Gran Usuario k.

El OED repartirá el déficit de generación en forma proporcional a la potencia requerida por cada Comprador en el Mercado Spot. En consecuencia, la restricción horaria por déficit de generación para cada Comprador k resulta:

$$DEFGEN_k = ENSGEN * COMPRA_k / COMPRATOT$$

Si un Generador con falla tiene más de un contrato, se repartirá la restricción que le corresponde ($DEFGEN_i$) utilizando el criterio acordado en la programación semanal. En consecuencia, de no haber requerido el Generador un tratamiento especial respecto al modo de distribuir su déficit, el OED lo repartirá en forma proporcional a la demanda de cada contrato respecto al total contratado por el Generador y la falla de un contrato k del Generador i resulta:

$$FALLA_k = DEFGEN_i * \frac{DEMCONT_k}{PCONT_i}$$

La restricción total programada para cada Comprador será la suma del déficit por falta de generación más el provocado por las restricciones de transmisión.

$$ENSDEM_k = TRANS_k + DEFGEN_k$$

En todos los casos el OED tendrá en cuenta los requerimientos indicados por los Distribuidores en la programación semanal en cuanto a la programación horaria de sus restricciones.

3.2.3.5. DESPACHO DE LA COMPRA/VENTA CON OTROS PAISES

Para las solicitudes de compra/venta de países interconectados se realizará el despacho incorporando de la programación semanal los pedidos de compra aceptados como demanda adicional y las importaciones acordadas como generación adicional al precio solicitado. El precio será afectado de los factores nodales para representar su transferencia al Mercado, y de esta manera quedará incluido el cargo variable del Transporte correspondiente a la importación/exportación.

En caso de resultar del predespacho excedentes de generación, el OED podrá ofertar la venta de energía a otros países, o sea ventas de oportunidad adicionales a los programas semanalmente. Dichas ofertas se incluirán en la base de datos diarias calculando el precio en base al PM, trasladado al punto de compra a través de los correspondientes factores nodales, según lo estableciera el respectivo convenio de interconexión.

3.2.3.6. DESPACHO DE LA CAPACIDAD REGULANTE

Los Generadores reconocidos como agentes del MEM participarán en la regulación primaria y secundaria de frecuencia de acuerdo a las características informadas de sus máquinas.

El OED definirá, con acuerdo de la S.E.E., las características mínimas que deberá reunir una máquina para poder participar en la regulación primaria y secundaria de frecuencia y, de acuerdo a esta definición, determinará el conjunto de Generadores habilitados para regular.

La participación en la regulación será voluntaria, pudiendo un Generador habilitado decidir no participar. En ese caso, junto con el envío de los datos para la programación diaria, los Generadores habilitados deberán informar su indisponibilidad como capacidad regulante. De no recibirse esta notificación, el OED considerará que el Generador participará en la capacidad regulante. En el despacho diario y en función de las características indicadas, se repartirá la reserva regulante entre los Generadores disponibles para regulación, o sea eliminando los que no reúnen las características mínimas requeridas por el Sistema y los habilitados que hayan informado su indisponibilidad para regulación.

En consecuencia, el OED realizará un predespacho de la capacidad regulante, que servirá de base para la operación real, de acuerdo a la calidad de regulación ofrecida (estatismo, banda muerta, etc. para regulación primaria y gradiente de variación de potencia, monto de reserva disponible, etc. para regulación secundaria) entre los Generadores habilitados que estén disponibles para regular.

Resultará así despachada en cada máquina una potencia a generar y una potencia rotante en función de su capacidad de regulación (será cero en las máquinas que no participan en la regulación). La suma de las reservas despachadas deberá corresponder, salvo restricciones, con el nivel de capacidad regulante establecido para el período estacional. En caso de que la reserva ofertada resulte insuficiente, surgirá un déficit de regulación (DEFREG) respecto a la banda de reserva acordada en la programación estacional. Este déficit será tenido en cuenta en el cálculo de la remuneración correspondiente.

3.2.3.7. DESPACHO DE LA RESERVA FRIA

Si la semana resulta definida sin riesgo de falla, el OED contará con las ofertas de reserva informada para la semana y podrá decidir cada día hábil constituir reserva fría térmica. En este caso, para definir el nivel de reserva a utilizar deberá tener en cuenta el criterio acordado en la programación estacional.

Partiendo de la lista de mérito semanal, el OED conformará la lista de mérito del día eliminando aquellas máquinas que hayan resultado despachadas en el predespacho o estén declaradas como indisponibles. Se despachará el conjunto de máquinas en reserva partiendo de la primera máquina de la lista ordenada diaria y hasta completar el nivel de potencia requeridos. De acuerdo a los excedentes térmicos previstos, podrá resultar una reserva menor que la requerida. Como resultado se obtendrá para cada hora una previsión de PPAD formada una parte por la potencia despach y el resto como reserva.

Con la lista diaria de reserva ofertada se obtendrá la previsión de precio de la PPAD para ese día hábil fuera de las horas de valle, dado por el de la máquina más cara aceptada como reserva (precio de corte del concurso de Reserva Fría) o, de no quedar por arrancar ninguna de las máquinas ofertadas como reserva, por el precio máximo establecido para el periodo.

3.2.3.8. CONTROL DE TENSION Y DESPACHO DE REACTIVA

Los Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas deberán informar cualquier modificación a sus condiciones comprometidas de suministro de reactivo.

De violarse algún criterio de operación debido a la falta de cumplimiento por algún actor del MEM de sus obligaciones con respecto al reactivo se limitará, en caso de ser necesario, el transporte afectando primordialmente al involucrado.

En este caso, será penalizado por Mvar x hora en que el equipamiento requerido fue declarado indisponible. Si en la operación se detectara incumplimiento, basándose en los datos de tensión y potencia suministrados por el sistema de operación en tiempo real (SOTR), y la empresa no hubiera informado la correspondiente indisponibilidad, será multado por las 24 horas. Se tomará en cuenta cualquier incumplimiento que exceda dos periodos de medición.

En caso de indisponibilidad de algún equipo comprometido, el OED podrá solicitar poner en disponibilidad equipamiento de reemplazo para mantener la calidad pretendida. La empresa del MEM que lo ponga a disposición se hará acreedora a la penalización pagada. De no disponerse de equipamiento sustituto, se considerará que se vulnera la calidad del servicio al Distribuidor y la multa será depositada en el Fondo de Apartamiento del periodo estacional.

En el punto 2.5.6. se indican los precios vigentes.

3.2.3.9. ENVIO DE LA PROGRAMACION DIARIA

Antes de las 13.00 hs del día de cierre para recabar información, el OED enviará los resultados de los predespachos realizados. Los mismos representarán un compromiso por parte del OED de respetar en la operación la programación prevista, salvo apartamientos significativos respecto a las hipótesis, pero además supondrá del Generador un compromiso de cumplir los programas indicados y aceptar los precios que de ello resulten. La información enviada es la correspondiente a los precios a aplicar, en función de las máquinas despachadas con los combustibles previstos y las limitaciones activas de acuerdo al despacho. En tanto las empresas no informen modificaciones y/o el OED realice un redespacho, en la operación en tiempo real el precio quedará determinado de acuerdo a lo que indica el despacho para la hora correspondiente.

a) **A Generadores:** para cada hora, el PM previsto y la máquina que lo definirá en la operación, y el correspondiente PL cuando su nodo esté desvinculado del Mercado.

b) **A Generadores:** los días hábiles el nivel de reserva fría, la PPAD y precio resultante y las máquinas previstas en reserva.

c) **Generadores despachados:** para cada máquina el programa horario de generación y tipo de combustible previsto, la discriminación de los periodos en que sólo cobrará sus costos de operación, y el sobreprecio de la energía los días hábiles fuera del valle de existir riesgo de falla en su área.

d) **A Generadores con máquinas no despachadas:** para cada una la indicación de que no resultó despachado y si se lo considera en reserva fría.

e) **A Países Interconectados:** Se responderá si se aceptan las ofertas de venta. A las solicitudes de compra, se indicará si es posible suministrar la energía pedida y el precio requerido. En ambos casos, se suministrará el programa de cargas horario previsto para la interconexión.

f) **A Distribuidores:** de existir una previsión de déficit, la programación de las restricciones a aplicar al abastecimiento.

g) **A los agentes que participen en el control de tensión y aporte de reactiva:** consignas de tensión en barras y requerimientos particulares de reactiva que difieran de los compromisos acordados.

h) **A todas las empresas participando en el MEM:** las restricciones previstas para la semana, tanto de Transporte como máquinas forzadas.

Con la información suministrada y la evolución de precios previstos, las centrales de bombeo evaluarán sus posibilidades de bombeo e informarán al OED antes de las 15.00 horas su programa tentativo de bombeo. Por su parte, los Distribuidores contarán hasta las 16.00 horas para acordar modificaciones a su programa de restricciones.

3.3. OPERACION EN TIEMPO REAL

Durante la ejecución de la operación en tiempo real, tanto el OED como los Generadores deberán respetar la programación prevista. De surgir alguna modificación en las condiciones previstas para un Generador, la misma será tenida en cuenta para el despacho y afectará la definición de precios a partir del momento que la empresa lo notifique al OED. En tanto el OED no realice un redespacho, se considerará que la realidad no se aparta significativamente de las hipótesis previstas y, por lo tanto, se mantienen los resultados del predespacho, incluyendo la definición para cada hora de la máquina que fija el PM, la previsión de áreas desvinculadas con precios locales y la reserva fría acordada.

La definición de las máquinas en reserva fría se fija con el predespacho, resultando así una remuneración para la PPAD programada para cada hora. El precio de la PPAD no se modificará en la operación real salvo que se realice un redespacho que redefina las máquinas en reserva, pero si se modificará su composición entre potencia generada y en reserva. Si una máquina prevista en servicio en el predespacho estando disponible se saca de servicio, se considerará que pasa a integrar la reserva incrementándola. Si por el contrario, se debe entrar en servicio una máquina de la reserva fría, se mantendrá la PPAD en tanto no se realice un redespacho, con una menor proporción de potencia en reserva.

Si alguna máquina de la lista aceptada en reserva fría se ve forzada a entrar en servicio por restricciones de operación, dejará de integrar el conjunto en reserva para pasar a ser considerada máquina forzada, desvinculándose el área correspondiente del Mercado y generando su propio precio local. El OED decidirá en este caso si es necesario redespachar la reserva para agregar una nueva máquina. en este caso la PPAD adquiere el precio que hubiera ofertado esta última en la convocatoria original.

Cuando un Generador con contratos en el Mercado a Término resulta despachado por encima de su potencia contratada, venderá la potencia excedente en el Mercado Spot al correspondiente precio para la PPAD.

Cada hora el OED calculará el PM con el costo específico de generación de la máquina definida en el predespacho, consumiendo el combustible previsto, afectada de los factores correspondientes de nodo (FN y FA), y las áreas desvinculadas junto con su precio local. Además, el OED informará para cada hora la lista de las máquinas forzadas que sólo cobrarán sus costos operativos.

En caso de cambios intempestivos (ej. disparo de una máquina), el OED podrá solicitar apartamientos temporarios respecto a la programación prevista sin realizar un redespacho, pero respetando las restricciones incluidas por las empresas en la información suministrada para realizar el predespacho que puedan afectar su seguridad, o en caso de centrales hidroeléctricas sus compromisos aguas abajo.

De ser necesaria la entrada de máquinas térmicas, deberá primero solicitar las máquinas definidas como reserva, comenzando por la máquina de menor costo (medido en el centro de carga) del conjunto en reserva. Cuando desaparezca la perturbación, se deberá volver a la programación original. De mantenerse la anormalidad, el OED deberá realizar un redespacho.

Los Generadores deberán informar al OED cualquier modificación en su parque térmico, ya sea en la disponibilidad de alguna máquina o en el tipo de combustible que está consumiendo. A los efectos de la operación, el cambio sólo pasará a ser tenido en cuenta a partir de su notificación al OED.

Si un generador que participa en la regulación de frecuencia tiene una disminución en su potencia máxima operable deberá informarle al OED el cual podrá en consecuencia modificar su potencia despachada para mantener el margen de regulación. Si queda imposibilitado de seguir participando en la regulación de frecuencia deberá informarlo al OED, pudiendo a partir de ese momento pasar a ser despachado a máxima potencia.

El OED deberá ser informado de las indisponibilidades de equipamiento de transporte, como de cualquier apartamiento de lo comprometido con respecto al reactivo por parte de los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

El OED será el responsable de que la configuración de la red se adecue a los requerimientos del despacho de potencia. En consecuencia, en cumplimiento de sus funciones, podrá solicitar maniobras sobre el equipamiento del Sistema Interconectado. En todos los casos se considera que un requerimiento del OED es de cumplimiento obligatorio por las empresas integrantes del MEM. Sin embargo, la seguridad de los equipos y personas involucradas será responsabilidad de las empresas propietarias. Solamente de significar un riesgo para la seguridad de sus instalaciones y/o personas bajo su responsabilidad, la empresa podrá negarse a acatar las instrucciones del OED.

3.3.1. CENTRALES DE BOMBEO

Para optimizar el uso de su energía de oportunidad de la central de bombeo, el OED podrá ir modificando su programa de generación en función de las condiciones reales que se presenten en el Sistema o, de surgir excedentes importantes, ofrecerle bombear.

Por su parte, de acuerdo a la evolución real de precios, la central de bombeo podrá solicitar incorporarse a la demanda del Sistema para bombear pero el OED podrá no aceptar dicho requerimiento de apartarse en forma significativa del programa tentativo informado, justificando debidamente la no aceptación en función de condiciones en el Sistema.

3.3.2. ASIGNACION DE LA CUOTA DE GAS

El Generador deberá informar las modificaciones significativas que surjan en su disponibilidad de gas respecto de lo previsto o contratado y que afecten su despacho previsto.

Como primera medida, de ser la cuota inferior a la prevista o contratada e insuficiente para todas las máquinas previstas con gas en el despacho, deberá pasar a consumir combustibles fósiles en el orden dado por la máquina de menor costo. Si por el contrario la oferta es mayor y sobra gas una vez cubierto el requerimiento de todas las máquinas previstas con gas en el despacho, deberá ir pasando a gas natural en el orden dado por la máquina más cara de la central.

Si la modificación en la disponibilidad de gas invalida el despacho óptimo previsto, el OED deberá realizar el correspondiente redespacho.

Si el Generador no consume el combustible disponible del modo óptimo indicado y/o despachado, deberá informar al OED y justificarlo debidamente. De no considerarse el motivo válido, para el cálculo de precios el OED considerará que la máquina está quemando el combustible correspondiente al despacho óptimo (predespacho o redespacho vigente) independientemente de lo que haya hecho el Generador en la realidad.

3.3.3. REDESPACHO

Cuando se observen apartamientos significativos respecto a las hipótesis previstas y se estime que los mismos se mantendrán invalidando el despacho óptimo previsto, el OED realizará un redespacho para el resto del día e informará a cada Centro de Generación su nuevo programa de carga y consumo de combustibles, junto con los nuevos precios horarios previstos. El redespacho se podrá realizar con el programa de despacho diario o, de considerar el OED que esta herramienta no es conveniente, desarrollar un modelo particular para el redespacho en la operación en tiempo real.

La información se enviará en forma similar a la indicada para el predespacho. De ser necesario despachar las máquinas que estaban en reserva fría, podrá definir nueva reserva de acuerdo al orden indicado en la lista de mérito del día.

Toda máquina aceptada como reserva fría en el predespacho o agregada por ser titular de contratos en el Mercado a Término, cobrará por PPAD salvo que quede indisponible o falle al pedirse su entrada en servicio. El OED no podrá en el redespacho eliminar de la lista, máquinas en reserva definidas en el predespacho, salvo que la máquina quede indisponible.

3.4. RESULTADOS DE LA OPERACION

3.4.1. DETERMINACION DE LOS INTERCAMBIOS

Antes de las 10.00 horas del primer día hábil siguiente deberán enviar al OED:

- cada Centro de Generación y Autoproductor la energía horaria generada al MEM
- cada Distribuidor o Gran Usuario, la energía consumida al MEM y la potencia máxima resultante.

El OED recopilará dicha información en la **Base de Datos de Operación del Mes** para su procesamiento.

Antes de las 18.00 horas el OED informará a cada Centro de Generación el precio resultante para cada hora en su nodo (PM transferido según FN y FA, o PL según corresponda), su volumen de venta de energía, y el precio y remuneración correspondiente por PPAD. Informará además los periodos en que a la máquina sólo se le reconocerán sus costos de operación y no define precios.

Para las centrales de bombeo, informará a su vez el volumen de compra de energía, que se valorizará a los precios horarios del Mercado Spot (precio de la energía en su nodo más precio de la potencia).

3.4.2. INCUMPLIMIENTO DE LAS ORDENES DEL OED

En la operación real, los integrantes del MEM deberán acatar las órdenes del OED. La falta de cumplimiento injustificado dará lugar a multas cuyo monto definirá el S.E.E. en base al perjuicio que ocasione al Sistema.

Junto con la información de la operación, el OED enviará a las empresas su cuestionamiento por incumplimiento de la programación u órdenes del OED. La empresa contará con 24.00 horas contadas a partir de la recepción de dicha información para responder y presentar su justificación. En caso que la empresa no responda dentro del plazo indicado o que el OED considere que la justificación no responde a motivos de seguridad de su equipamiento y/o personal, se elevará a la Secretaría de Energía Eléctrica la queja correspondiente, la solicitud de sanción si se justifica, y la respuesta de la empresa. La Secretaría de Energía Eléctrica decidirá como última instancia sin apelación.

En caso de que una máquina genere por encima de lo solicitado, con una tolerancia del 5 %, el OED informará documentadamente la situación al Generador y no reconocerá la remuneración de esta energía (o sea que se le asignará como penalización un precio cero).

Si alguna empresa en la operación no informó en tiempo cambios en su disponibilidad de equipamiento o en el combustible consumido que hubieran afectado su despacho y no justifica debidamente esta demora, el OED podrá elevar a la Secretaría de Energía Eléctrica la queja correspondiente, solicitando la sanción correspondiente. Por su parte, si de la modificación resulta el PM o PL superior al correspondiente a la situación real, el OED corregirá para el período correspondiente los precios e informará a las empresas los motivos del cambio.

3.4.3. CUESTIONAMIENTOS DE LAS EMPRESAS GENERADORAS

Con los resultados de la operación suministrados por el OED, las empresas Generadoras contarán con un plazo de 24 horas después de recibir la información del OED, para cuestionar apartamientos con respecto a su programa de generación previsto, pudiendo solicitar reconocimiento de una programación alternativa. En el caso de centrales hidráulicas con embalse podrán cuestionar si su energía semanal generada resulta con un apartamiento superior al 10 % respecto al óptimo previsto, considerando la programación semanal y sucesivos redespachos. Las centrales de bombeo podrán también cuestionar las negativas a sus requerimientos de bombear.

Si el OED demuestra que en el despacho realizado el costo total es inferior al despacho sugerido por la empresa o que los apartamientos se debieron a motivos operativos de seguridad, se considerará que la operación realizada fue la correcta y la empresa deberá acatar el resultado obtenido. De no ser así y no llegar a un acuerdo entre las partes, la empresa podrá elevar su cuestionamiento a la S.E.E.

Las empresas también podrán cuestionar la falta de redespacho, y en consecuencia redefinición de precios vigentes, en el caso de registrarse apartamientos respectos a las hipótesis previstas. Si el OED demuestra que las diferencias no resultan significativas en el precio final, representando una diferencia no mayor que el 5 %, se rechazará la queja. De lo contrario y de no surgir acuerdo, la empresa podrá elevar su queja a la S.E.E.

En todos los casos, el OED contará con 24 horas para responder al cuestionamiento. Transcurrido este plazo y de no haber respuesta del OED, el cuestionamiento pasará automáticamente a la S.E.E.

La S.E.E. decidirá en instancia única en base al cuestionamiento planteado y la justificación del OED, si corresponde un resarcimiento y en tal caso, su importe.

3.5. REMUNERACION A GENERADORES

Los Generadores recibirán su remuneración en función de la energía y potencia vendida al MEM calculada a partir del valor neto entregado, o sea descontando el consumo propio de la central. Deberán además pagar o cobrar, según corresponda, por los otros servicios que se prestan en el Sistema (regulación de frecuencia, control de tensión y aporte de reactivo).

3.5.1. REMUNERACION DE LA ENERGIA

La energía se remunerará en base al precio horario que resulte en la operación real del Sistema, salvo aquellas máquinas que no intervengan en la definición de precios y que sólo cobrarán sus costos operativos. En particular, toda máquina que quede en servicio en su mínimo técnico por resultar más económico que sacarla de servicio como indicaría el despacho sin restricciones de arranque/parada, dado su costo de arranque y parada, será remunerada por su energía al costo operativo.

El precio (PM y PL) tiene en cuenta la reserva adoptada para regulación y, por lo tanto, en la remuneración total horaria de la energía a los Generadores ya está incluida una remuneración adicional debido a la reserva rotante con que opera el Sistema.

Para cada hora del mes se tendrá:

a) la energía generada (GEN);

b) el precio del Mercado (PM) y los precios locales por área desvinculada (PL_A);

c) los factores nodales de acuerdo al período semanal correspondiente a ese tipo de día y al período tarifario k correspondiente a esa hora.

Para cada hora, la remuneración correspondiente a un Generador i resultará:

a) si está dentro del Mercado, el PM transferido hasta su nodo a través de los correspondientes factores nodales;

$$GEN_i \times PM \times FN_{sk} \times FA_{sk}$$

b) el precio local de su área cuando la misma queda desvinculada del Mercado por restricciones de transporte u operación;

$$GEN_i \times PL_A$$

c) su costo operativo de tratarse de una máquina excluida en el cálculo de precios o forzada en servicio por su tiempo o costo de arranque y parada.

$$GEN_i \times CO$$

De la integración de estos valores se obtendrá la remuneración mensual del Generador.

3.5.2. REMUNERACION DE LA CAPACIDAD REGULANTE

Las transacciones por capacidad regulante tienen por objeto redistribuir los ingresos adicionales obtenidos por los Generadores como consecuencia del aumento del precio por mantener reserva para control de frecuencia, de modo que quede reflejada la participación de cada uno, reduciendo su remuneración por energía en la medida en que aporte por debajo de la reserva media del sistema (r%) e incrementándola si aporta por encima, pero manteniendo la remuneración total a Generadores. Dicha reserva media se debe corresponder con la acordada en la programación estacional, por lo que en caso que haya surgido faltante de capacidad regulante en la programación diaria se calculará como la reserva real más el déficit correspondiente (DEFREG).

La energía regulante se valorizará en el centro de carga del sistema al PM, incluyendo el sobreprecio por riesgo de falla de existir.

La remuneración de un Generador teniendo en cuenta su reserva para regulación de frecuencia resulta:

$$REM_k = REMSRF_k + PM * GEN_k (r_k - r) / (1 - r_k)$$

donde:

- **REMSRF**$_k$ = remuneración de la energía generada según el precio de nodo, sin tener en cuenta el aporte a la regulación de frecuencia.
- **GEN**$_k$ = energía generada.
- **PM** = el precio del Mercado incluyendo SPRF de existir.
- **r** = porcentaje de reserva acordado en la programación estacional, o sea porcentaje real en el Sistema más DEFREG de existir déficit de capacidad regulante.
- **r**$_k$ - porcentaje de reserva aportada por el Generador, o sea $R_k / (GEN_k + R_k)$, donde R_k es la energía regulante aportada.

El aporte de cada Generador (R_k) resultará del despacho diario, en base a:

- la diferencia entre su potencia operable y su potencia generada;
- sus posibilidades de regulación dadas por las características del equipamiento de la máquina.

De este modo, a un generador que no aporta a la regulación (Rk=0) se le descontará la energía equivalente a la que no hubiese despachado de haber dejado la reserva requerida. A uno que aporte por encima de la reserva media del sistema, se le incrementará su remuneración para compensar la energía que no generó y hubiera resultado despachada.

Se verifica que si el porcentaje de reserva del Generador es:

a) igual al del Sistema ($r_k = r$), recibirá como remuneración su generación valorizada según el precio de nodo correspondiente;

b) inferior al del Sistema ($r_k < r$), su remuneración será menor en proporción a la reserva no aportada al precio del Mercado;

c) superior al del Sistema ($r_k > r$), cobrará un incremento en proporción a la energía aportada, al precio del Mercado;

Antes del 1/9/92, el OED propondrá a las empresas del MEM el sistema a aplicar para verificar el cumplimiento del aporte a la regulación primaria (el efectivo funcionamiento del equipamiento y con la respuesta ofrecida). Las empresas contarán con 15 días para hacer observaciones y acordar el método a utilizar y el equipamiento requerido para ello. A partir de su implementación, de detectarse que un Generador no cumple con su aporte a la regulación secundaria, se considerará para el cálculo de su remuneración que no aportó a la regulación durante todo el correspondiente mes.

A partir del 1/11/92 se comenzará a aplicar una remuneración por el servicio de regulación secundaria asociado a la eficiencia de la misma y la reserva rotante comprometida.

Antes del 30/9/92 el OED presentará su propuesta de metodología a las empresas del MEM, quienes contarán con 15 días para proponer modificaciones. La propuesta final junto con los comentarios de las empresas será elevado a la S.E.E. para su aprobación.

3.5.3. REMUNERACION DE LA POTENCIA

3.5.3.1. POTENCIA PUESTA A DISPOSICION

En las semanas definidas "sin riesgo", la PPAD se remunerará los días hábiles fuera del período de valle a:

- todos los grupos que resulten despachados en el Mercado Spot, incluyendo las máquinas forzadas, por su potencia ofertada al Mercado Spot (o sea potencia operada menos potencia contratada);
- la máquinas que, estando disponibles, no resulten despachadas a pesar de estar previstas en servicio en el predespacho;
- la reserva fría acordada (máquinas de punta aceptadas en el concurso de reserva fría más las agregadas en los redespachos).

Esta remuneración se fijará con el precio (MW/PPAD) de la máquina más cara en la lista de mérito entre las aceptadas como reserva fría diaria en el predespacho más las que se hayan agregado en los redespachos.

En la operación real de los días hábiles, cada hora fuera del valle todas las máquinas despachadas cobrarán esta remuneración en base a la potencia neta máxima operada en el Sistema (potencia generada más reserva menos servicios auxiliares). Aquellas máquinas cuyo despacho estaba incluido en el predespacho diario pero que, estando disponibles, no resulten despachadas en la operación real se considerarán en reserva fría y también cobrarán PPAD. Para los generadores despachados con Contratos de Abastecimiento se remunerará sólo la potencia vendida al MEM, o sea el excedente que genera por encima del compromiso de sus contratos y que se comercializa en el MEM.

En caso de que en la operación real una máquina en reserva fría al ser convocada no responda (no entre en servicio y alcance su potencia dentro de los tiempos ofertados) perderá la remuneración correspondiente a ese día. El OED podrá solicitar la entrada de otra máquina de la lista de mérito del día y como consecuencia aumentar el precio de la PPAD para ese día. En caso de que ésta no pueda entrar en servicio, no será penalizada si no estaba comprometida como reserva fría para ese día. En ningún caso el OED podrá bajar el precio de la PPAD por debajo del valor definido en el predespacho.

Toda falla en la entrada de una máquina en reserva afectará negativamente sus posibilidades futuras, desplazándola al final de la lista de orden de mérito si se ofrece nuevamente como reserva. Si se repite la falla en el cumplimiento de su compromiso de reserva 3 veces en el transcurso de dos meses, se le aplicará una penalización mayor: no podrá presentarse al concurso de reserva fría durante los siguientes 6 meses. El OED confeccionará y divulgará la reglamentación al respecto (Anexo 16).

3.5.3.2. REMUNERACION ADICIONAL POR RIESGO DE FALLA

Cada grupo despachado en un área definida "con riesgo" cobrará el sobreprecio de la energía (SPRF), aunque no estuviera en la lista confeccionada el domingo, siempre que la central donde está ubicado cumpla los siguientes dos requisitos de disponibilidad:

a) indisponibilidad forzada inferior al 20 %;

b) indisponibilidad forzada inferior a la forzada media del Sistema más un 15 %.

Esta indisponibilidad se calculará al finalizar la semana en base a la realidad registrada. Se entiende por indisponibilidad forzada a toda aquella que no esté incluida dentro del mantenimiento programado estacional y que no se haya acordado con el OED como mantenimiento correctivo semanal (postergable).

Las máquinas en centrales que no cumplan este requerimiento y resulten disponibles y despachadas no cobrarán el sobreprecio por riesgo de falla sino que su PPAD se remunerará al precio estacional fijado para el período.

Si durante la semana se producen cambios que mejoren las condiciones del Sistema y el OED informa a todas las empresas generadoras que ha desaparecido el riesgo de falla, se dejará de pagar el sobreprecio SPRF a la energía. En este caso sólo a las máquinas térmicas disponibles incluidas en la lista de oferta de disponibilidad térmica-nuclear (confeccionada el domingo precedente y ajustada a lo largo de la semana) y en centrales que cumplan el requisito de disponibilidad media indicado, recibirán una remuneración adicional por PPAD por cada día hábil en hora fuera de valle, resulten o no despachadas.

Esta remuneración se calculará para cada una de estas máquinas térmicas, resulten o no despachadas, multiplicando la remuneración adicional prevista para cada día hábil (RAH) por la proporción que corresponde a su potencia efectiva ofertada dentro de la potencia total prevista. Dicha potencia total (TOTPPAD) se calculará como la suma de la potencia térmica-nuclear en la lista de oferta de disponibilidad más la potencia hidráulica pico correspondiente al despacho de la energía hidráulica prevista en la programación semanal. En todos los casos se refiere a potencia neta.

$$\$PPAD_k = \frac{PPAD_k}{TOTPPAD} \cdot \frac{RAH}{HFV}$$

donde:

* HFV = cantidad de hora fuera del valle.

Las centrales que no cumplan con el requisito de disponibilidad media indicado pero estén disponibles y en la lista de oferta disponible, cuando no resulten despachadas cobrarán el precio de la PPAD correspondiente al período. El resto de las máquinas despachadas también cobrarán por PPAD el precio máximo definido para el período.

Cuando se defina la semana sin riesgo, no se cobrará sobreprecio por PPAD independientemente de lo que suceda luego en la operación real.

3.5.4. TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA

En el Anexo 4 se describen los criterios según los cuales se realizan pagos por potencia reactiva.

Los Generadores que por cualquier motivo no pongan a disposición la potencia reactiva solicitada por el OED de acuerdo a lo establecido en los compromisos de suministro, que estarán dentro de las posibilidades de la máquina según su Curva de Capacidad P/Q declarada, deberán abonar una penalización. Si dicho incumplimiento fue informado en la programación estacional (limitación prolongada) la penalización se pagará como un cargo fijo mensual. Si el incumplimiento fue informado en la programación semanal o diaria (limitación transitoria) se aplicará una penalización por hora. De haberse reemplazado con suministro adicional de reactivo de otra empresa, a la misma le será abonado el cargo o penalización correspondiente.

En el punto 2.5.6. se indican los precios vigentes para definir dichos cargos y penalizaciones.

3.6. REMUNERACION DEL TRANSPORTE

En la operación en tiempo real se hará el seguimiento y consolidación de la información relevante para la remuneración de los Transportadores, en un todo de acuerdo con lo descripto en 2.5. Dicha remuneración se compone de:

a) un ingreso variable por energía transportada entre nodos de distinto precio asociado (ver punto 2.5.1.);

b) un cargo fijo por capacidad de conexión puesta a disposición (ver punto 2.5.2.);

c) un cargo fijo por capacidad de Transporte puesta a disposición (ver punto 2.5.3.).

3.6.1. INGRESO VARIABLE POR ENERGIA TRANSPORTADA

Al pagar las distribuidoras y cobrar los generadores, a través de sus propios factores nodales, queda implícitamente remunerado el ingreso variable del transportador, incluidas las pérdidas.

A mes vencido, el OED estimará la energía transportada en cada período en que quedó definido el mes (períodos dentro de la semana de acuerdo a los redespachos realizados, y períodos tarifarios dentro de cada día) como se indica en el Anexo 3.

El **Ingreso Variable del Transporte** (IVT) para cada período semanal s y cada período tarifario k se calculará como la diferencia entre la energía que se extrae de la línea menos la energía que ingresa a la línea, multiplicadas respectivamente por los precios (PN) de los nodos que conecta. Para una línea i que conecta un nodo emisor 1 con un nodo receptor 2 resulta:

$$IVT_{sk} = (E2_{sk} \cdot PN2_{sk} - E1_{sk} \cdot PN1_{sk})$$

La remuneración del mes se obtendrá integrando las remuneraciones correspondientes a los períodos.

3.6.2. CARGO POR CONEXION

El cargo que abonará en el mes cada usuario k de la conexión i se calculará como el cargo por hora *definido en la programación estacional (CHCONEX) por las horas de disponibilidad, multiplicado* por el factor de proporción de acuerdo a la potencia requerida por el usuario:

$$CHCONEX_i \times FACTC_{ik} \times (HRSPERIODO - HINDISP)$$

siendo:

* **HRSPERIODO** : el número de horas del mes.

* **HINDISP** : las horas de indisponibilidad reales registradas en el mes.

3.6.3. CARGO FIJO POR CAPACIDAD DE TRANSPORTE

El cargo en el mes para cada usuario j del nodo k de una línea i se calculará como el cargo por hora definido en la programación estacional (CHPOT) por el factor de proporción del nodo, multiplicado por las horas de disponibilidad.

$$CHPOT_{ik} \times FACTC_{ij} \times (HRSPERIODO - HINDISP)$$

dónde:

* **HRSPERIODO** : el número de horas del mes.

* **HINDISP** : las horas de indisponibilidad reales registradas en el mes.

3.7. ARRANQUE Y PARADA DE MAQUINAS

Los arranques de turbinas de vapor o centrales nucleares solicitadas por el OED serán remunerados cuando su parada anterior también haya sido ordenada por el OED. La remuneración correspondiente se calculará en función de la duración de la parada y se describe en el anexo 14.

Por cada parada no programada de una máquina, o sea que no es solicitada por el OED ni *corresponde a una salida por mantenimiento programado o correctivo en días u horas no hábiles*, se descontará al Generador una suma correspondiente al costo de arranque de una máquina turbovapor sustitutiva de módulo equivalente. Sin embargo, si la máquina entrara nuevamente en servicio dentro de las 48 horas, este descuento no se hará efectivo.

3.8. AUTOGENERACION Y COGENERACION

Los autogeneradores y cogeneradores incluidos en el registro del OED podrán comprar o vender al precio que resulta en el Mercado de una manera similar a otro integrante del MEM siempre que suministren la información necesaria dentro de los plazos indicados para su programación (estacional, semanal y diaria):

* la energía al precio de su nodo (PM transferido al nodo o PL según corresponda),

* la potencia al precio de la PPAD.

Cuando excedan como demanda la indicada en la previsión estacional, recibirán para la compra de este excedente un tratamiento similar al de una empresa no adherida.

Podrán ofertar vender en el Mercado spot y el OED aceptará o no en función del precio solicitado *y la situación existente en el Sistema. Para ello, se incorporará la oferta a la base de datos como* una generación adicional con el precio solicitado. Del despacho resultará si se acepta la oferta, considerando su precio transferido al centro de carga con sus factores de nodo y adaptación, en función de que el precio solicitado sea inferior al precio sin esta generación. De aceptarse la oferta, los Generadores integrantes del MEM cobrarán a los precios que resulten del despacho de la demanda descontada la energía ofertada.

3.9. EMPRESAS NO RECONOCIDAS COMO AGENTES DEL MEM

Todo pedido de compra/venta en el MEM de una empresa no perteneciente al MEM deberá ser solicitada dentro de los plazos indicados en la programación semanal y diaria. Cuando se solicite comprar en el Mercado Spot, el OED accederá en la medida de que exista energía disponible. Esta demanda adicional no modificará los precios. El precio de venta quedará fijado de acuerdo a la disponibilidad de Generación en el Sistema.

a) La energía correspondiente a excedentes hidráulicos se venderá al PM.

b) La energía térmica-nuclear se venderá pagando los sobreprecios de las incorporaciones que origina en el despacho esta nueva demanda.

c) La energía hidráulica embalsada se venderá al CENS fijado para el período.

4. — MERCADO A TERMINO

Los Generadores independientes (incluyendo autogeneradores, y productores extranjeros interconectados) podrán suscribir contratos con Distribuidores y Grandes Usuarios y Generadores del Mercado a Término, pactando libremente condiciones, plazos, cantidades y precios entre las partes. La información requerida para su administración será puesta en conocimiento del OED y los agentes del MEM.

Las empresas Generadoras del Estado Nacional no podrán suscribir contratos.

El poseer un contrato implica operar en el Mercado Spot para transar los saldos por lo que, para participar en el Mercado a Término, las partes deberán ser agentes reconocidos del MEM.

4.1. VINCULACION CON EL MEM

Los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos se vincularán con el MEM a través de puntos de entrada/salida declarados, ya sea conectándose directamente a la Red de Transporte, a las instalaciones de un generador, o a una Red de Distribución Troncal. En este último caso, deberá recurrir a los Distribuidores correspondientes para hacer uso de sus instalaciones que resulten imprescindibles para acceder a sus puntos de compra/venta en el Mercado.

Para revistar como agentes reconocidos del MEM, los Distribuidores deberán comprometer el libre acceso (pero no gratuito) a sus instalaciones en tanto cuenten con capacidad remanente para ello.

El Generador o Gran Usuario que requiera hacer uso de instalaciones de una red troncal de Distribución para vender o comprar a un tercero, presentará su solicitud al Distribuidor correspondiente. Dentro de un plazo de 30 días las partes deberán acordar un **Contrato por el uso de sus instalaciones de Distribución** para transportar la energía contratada con el tercero. En *caso de no llegar a un acuerdo sobre las condiciones de uso o la tarifa correspondiente, se recurrirá* al arbitrio de la Secretaría de Energía Eléctrica quien, dentro de los 30 días determinará las

condiciones de prestación del servicio teniendo en cuenta las opiniones de ambas partes, fijando como objetivo fundamental garantizar el libre acceso al MEM. Definirá asimismo una remuneración mensual basada en los mismos principios que se aplican a la remuneración del Transporte en el MEM.

Las partes acordarán en el contrato la proporción en el costo por el uso de la red troncal de distribución que asumirá cada uno. En ausencia de esta definición, el OED considerará que el costo se reparte en forma equitativa entre las dos partes (50% para cada parte).

4.2. CARACTERISTICAS DE LOS CONTRATOS

4.2.1. DURACION DE UN CONTRATO

Los contratos se suscribirán por una duración de dos o más periodos semestrales coincidentes con los utilizados en la programación estacional.

4.2.2. SERVICIO DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

Se considera que la transacción de un contrato se realiza en el centro de carga del Sistema, que el precio se acuerda en ese punto, y que el Generador se hace cargo de llevar su energía hasta el Mercado y el Distribuidor o Gran Usuario de llevarla de ahí hasta su nodo de compra. En el contrato se especificará el punto de conexión del Generador al MEM y el punto reconocido del MEM donde recibirá la energía el Distribuidor o Gran Usuario.

El Transporte se remunerará con prescindencia de la existencia de contratos. El cargo variable del Transporte se calculará en base a la energía efectivamente entregada y la energía efectivamente tomada dentro de los niveles del contrato y afectándola de los precios del mes para cada uno de los nodos. A su vez, las partes deberán pagar los cargos fijos indicados en la programación estacional, de acuerdo a contratos que suscriban. En consecuencia al momento de suscribir un contrato, ambas partes conocerán el nivel de costos que representará el transporte.

Tanto el Generador como el Distribuidor o Gran Usuario al convenir un contrato deberán tener en cuenta que el mismo no incluye el riesgo del Sistema de Transporte. La garantía de suministro ofrecida por el Generador en el contrato sólo se refiere a su respaldo de generación, o sea a la disponibilidad en sus máquinas de la potencia contratada, excluyendo al Sistema de Transmisión y/o Distribución y las restricciones que puedan surgir en el mismo que no permitan hacer llegar la energía contratada hasta el correspondiente Distribuidor o Gran Usuario. En consecuencia, ambas partes deberán haber analizado la calidad del vínculo que los conecta entre sí y/o con el Mercado.

4.2.3. CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

Son aquellos en que un Generador compromete el abastecimiento de un cliente (Distribuidor o Gran Usuario). Para ello utilizará generación propia o energía comprada en el Sistema, en función del despacho que le requiera el OED o de la falta de disponibilidad propia o de terceros.

Las empresas de países interconectados podrán suscribir contratos en el Mercado a Término con empresas del MEM. Para ello, previamente las partes deberán solicitar autorización a la SEE, que implementará un procedimiento similar al utilizado para el otorgamiento de permisos a nuevos proyectos de generación. De surgir oposición de intereses, las partes podrán acudir como última instancia al ENR.

4.2.3.1. DEMANDA CONTRATADA

Los Distribuidores y Grandes Usuarios podrán contratar parte o toda su demanda prevista, la cual coincidirá con la acordada en la Base de Datos Estacional. En el contrato se acordará el cubrimiento de una demanda descrita por una curva de carga horaria, salvo de tratarse de un Generador hidráulico en que se contratarán paquetes de energía mensual.

Para cada mes se evaluará la parte de la demanda de cada Distribuidor cubierta por contratos de Abastecimiento. Para ello, se calculará la energía contratada mensual como la integración de las curvas horarias acordadas con los contratos con Generadores térmico, y los paquetes de energía contratados con generadores hidráulicos. Si el Distribuidor contrata por lo menos el 60% de su demanda, el resto se comercializará en el Mercado Spot. Si la demanda contratada no alcanza este porcentaje, su demanda restante la comprará al precio estacional. Para este último caso, en la programación estacional se calculará su precio:

a) para la energía prevista abastecer en el Mercado Estacional, descontando de sus curvas de demanda acordadas en la Base de Datos Estacional la suma de sus potencias contratadas para cada hora;

b) para la potencia, considerando como potencia de referencia la declarada menos la máxima contratada.

Un Gran Usuario sólo podrá participar en el Mercado a Término si contrata por lo menos el 50% de su demanda y su demanda restante la comprará en el Mercado Spot. De no poder realizar contratos por este volumen, no podrá participar en el Mercado a Término y deberá comprar su demanda del Distribuidor correspondiente.

4.2.3.1. ABASTECIMIENTO CONTRATADO

El Generador podrá contratar sólo la potencia que sea capaz de producir y por consiguiente, respaldar. Dicho valor se definirá en base a su disponibilidad acordada en la Base de Datos Estacional:

(Pot. Efect. neta - mant. programado - indisp. forzada)

donde **Pot. Efect. neta** es la potencia instalada descontados consumos propios.

Con los modelos MARGO y OSCAR y la Base de Datos Estacional acordada, el OED obtendrá la generación máxima mensual prevista con que resulta despachado cada grupo Generador térmico durante los siguientes tres años. Para los Generadores hidráulicos obtendrá su energía mensual para el mismo periodo con una probabilidad de excedencia del 70%. Estos valores definirán la energía firme de cada Generador habilitado, quien podrá suscribir contratos en tanto no supere este valor que define y que representa el respaldo de los contratos que suscriba el productor pero no necesariamente un compromiso de generación propia. El OED entregará esta información al realizar el estudio estacional, antes del día 15 de febrero y 15 de agosto respectivamente.

Antes del 10 de marzo y el 10 de setiembre los Generadores privados deberán informar al OED los contratos suscriptos (cantidades y precios, vigencia, garantías de abastecimiento, etc.) indicando el Distribuidor o Gran Usuario correspondiente y la curva horaria de demanda a abastecer contratada. En el informe de la programación estacional que se enviará a todos los integrantes del MEM y a la S.E.E. se adjuntará una enumeración de los contratos para el periodo y el total de la demanda contratada (generación comprometida).

4.2.4. CONTRATOS DE RESERVA FRIA

Estos contratos están dedicados a garantizar el abastecimiento propio de:

- Generadores con contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con cláusulas de penalidad por incumplimiento, como un respaldo a sus compromisos de suministro independiente del Mercado Spot;

- Distribuidores en áreas importadoras sometidas a riesgo de desconexión;

- Grandes usuarios necesitados de garantizar la continuidad de procesos industriales.

Se considera que el contrato se realiza en el Mercado y que el Generador entrega su potencia y energía de reserva en el centro de carga.

El Generador podrá ofertar como reserva la totalidad de su potencia efectiva (potencia instalada menos consumo propio). La generación excluida de la formación de precios y los generadores extranjeros no inhibidos por los términos de los convenios de interconexión vigentes podrán pactar compromisos de reserva fría.

Una máquina contratada como reserva intervendrá en el despacho del MEM. Sin embargo, en vista que el contrato significa un compromiso de exclusividad por parte de la máquina contratada como reserva, no se podrá ofertar como reserva fría del Sistema.

La disponibilidad de un Generador con contratos de abastecimiento para alcanzar su compromiso de suministro (potencia total contratada) estará dada por su potencia propia más la de sus contratos de reserva fría que estén generando. El Generador contratado como reserva solamente generará en la medida que resulte despachado por el OED. Un Generador con contratos de Abastecimiento que por falta de disponibilidad propia no pueda cumplir sus compromisos, solamente podrá convocar su reserva cuando dicha máquina resulte despachada. De lo contrario, deberá comprar en el MEM.

Estando despachado un Generador contratado como reserva fría, sólo podrá comercializar su energía y potencia en el Mercado spot en la medida en que no sea convocado por alguno de sus contratos. La energía generada por un Generador con contrato de reserva fría al ser convocado se comercializará en el Mercado a Término, de acuerdo a las condiciones contratadas, y por consecuencia no intervendrá en la definición de los precios horarios (PM y PL).

Las Contratos de reserva fría especificarán:

a) una fórmula de pago por la capacidad puesta a disposición;

b) una fórmula de pago por la energía generada cuando la capacidad contratada es convocada a producir;

c) un compromiso de tiempo de puesta en servicio de la máquina en reserva.

Los contratos de reserva fría serán de conocimiento público. Ante del 10 de marzo y el 10 de setiembre los Generadores contratados como reserva deberán informar al OED los contratos suscriptos (precios, vigencia, tiempos comprometidos, etc.) indicando el Generador, Distribuidor o Gran Usuario contratante y la potencia en reserva contratada. Se adjuntará un listado de los mismos en la programación estacional junto con la potencia total contratada en reserva. El OED tendrá la responsabilidad de administrarlos, calculando los volúmenes e importes correspondientes.

Los Generadores con contratos de reserva podrán participar del concurso de reserva fría semanal por la parte de su potencia que no estuviera comprometida.

4.3. DESPACHO PREVISTO Y OPERACION EN TIEMPO REAL

El OED realizará la programación del periodo incluyendo toda la capacidad de los Generadores adheridos y toda la demanda de las empresas compradoras adheridas, independientemente de los contratos que se realicen.

Para cada Generador con Contratos de abastecimiento, de la programación resultará una generación prevista que podrá diferir de la contratada. Para los periodos en que un Generador resulte despachado por debajo de su potencia contratada, se considerará que el resto de su potencia (contratada menos despachada) queda como reserva como respaldo del sistema. En consecuencia, en el cálculo del precio estacional de la potencia se incluirá toda la potencia comprometida en los Contratos de abastecimiento con su correspondiente hipótesis de disponibilidad, ya sea por resultar despachada o por estar en reserva.

Los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos deberán suministrar como el resto de los integrantes del MEM la información requerida para la programación estacional, semanal y diaria. Para realizar los despachos y la determinación del riesgo de falla, el OED considerará toda la generación y demanda, incluyendo la comprometida por contratos.

El OED enviará a todos los Generadores las previsiones semanales y diarias que resulten del despacho del Sistema, independiente de sus compromisos por contratos. En caso de restricciones en el abastecimiento, el OED tendrá en cuenta las garantías de suministro de los contratos tal como se indica en los puntos 3.1.3.1 y 3.2.3.4.

Los contratantes se comprometerán a aceptar las normas de despacho que se describen en estos procedimientos. Por consiguiente, la producción real de un generador dependerá de la evolución del Mercado Spot pudiendo resultar despachado por encima o por debajo de la potencia comprometida por contratos de abastecimiento, en función de ser su precio menor o mayor que el precio horario en el Mercado. A los efectos de los contratos, se considerará potencia despachada a la resultante del despacho óptimo sin incluir costo de arranque y parada. Para un Generador con contratos de potencia forzada por el costo de arranque y parada se considerará comercializada en el MEM valorizada en su costo operativo y no intervendrá en la energía entregada al contrato.

Para un Generador con Contratos de abastecimiento, los apartamientos entre lo efectivamente generado debido al despacho (o sea sin incluir la generación forzada por costo de arranque y parada) y su energía contratada se considerará comercializado en el Mercado Spot a los precios que corresponda. Si el Generador resulta despachado por debajo de su potencia contratada, comprará el faltante en el centro de carga del Sistema al PM. Por el contrario, si su potencia despachada es mayor que la contratada, venderá el excedente de acuerdo al precio spot en su nodo (la energía al PM transferido al nodo o PL según corresponda, y la potencia al precio de la PPAD).
Para un Distribuidor o Gran Usuario con Contratos de abastecimiento, si su demanda real resulta inferior a la contratada venderá los sobrantes en el Mercado al PM en el centro de carga del Sistema. Si por el contrario su demanda real supera la contratada comprará el faltante en su barra de conexión al MEM:

- para los Distribuidores cuya demanda mensual de energía prevista está cubierta por lo menos el 60% con contratos y para los Grandes Usuarios, al precio horario correspondiente a su nodo (la energía al PM transferido al nodo o PL según corresponda, y la potencia al precio de la PPAD);

- para los Distribuidores cuya demanda mensual contratada no alcanza el 60% de su demanda de energía prevista, al precio estacional para su nodo (precio estacional de la energía y cargo fijo por potencia).

Durante la operación, el Generador, Distribuidor y Gran Usuario con contratos deberá respetar las programaciones y solicitudes de operación del OED, en acuerdo con las normas de operación y despacho establecidas. De lo contrario podrá resultar penalizado tal como se indica en estas normas.

Si por indisponibilidad propia la potencia de un Generador con contratos de abastecimiento resulta insuficiente para cumplir sus compromisos, podrá solicitar comprar energía en el Mercado Spot. De existir el excedente solicitado, el OED le venderá la energía al PM adicionando el SPRF si correspondiera, y la potencia al precio vigente para la PPAD.

Se excluirá a los suministros contratados de toda limitación que no esté prevista en su contrato, siempre que el Generador cuente con la disponibilidad necesaria para abastecerlo (con generación propia y la de sus contratos de reserva) y no existan restricciones de Transporte y/o Distribución que impidan hacer llegar la energía contratada al punto de entrega acordado. En caso de imposibilidad de abastecer una demanda contratada, ya sea por limitaciones de Transporte y/o Distribución o por indisponibilidad del Generador y falta de excedentes para cubrirlo en el Sistema, el OED programará las restricciones necesarias.

Cuando el Generador no cuenta con la disponibilidad necesaria para cumplir sus contratos de abastecimiento y en el MEM se aplican cortes programados a la demanda, el Generador pasará a ser un Comprador en el Mercado Spot y en consecuencia será tratado en igualdad de condiciones con el resto de la demanda sin contratos. Su participación en el programa de cortes será *proporcional a su compra (potencia faltante para cubrir sus contratos)* dentro de la compra total en el Mercado Spot.

4.4. DETERMINACION Y VALORIZACION DE LOS APARTAMIENTOS

4.4.1. GENERADORES TERMICOS CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

Se considerará que el compromiso horario de los Generadores está dado por la suma de las potencias contratadas. Sólo para el caso de déficit en el Sistema se incluirá además el nivel de pérdidas correspondientes evaluadas en función de los factores de nodo semanales para determinar *si el Generador es capaz de abastecer su demanda contratada.*

El contrato se interpretará como si cada hora el Generador debe entregar en el centro de carga del Sistema la energía contratada, que cobrará al precio acordado, independientemente de cual sea el requerimiento real de la demanda con quien realizó el contrato o la generación realmente realizada por el vendedor.

A los efectos del seguimiento de los contratos, se entiende por **potencia forzada** a aquella que queda en servicio por restricciones de arranque y parada y no interviene en la formación de precios. Para el cálculo de la energía aportada por el Generador a sus contratos se considerará solamente:

a) su potencia despachada sin tener en cuenta restricciones de arranque y parada (PDESP);

b) su potencia forzada en servicio (al mínimo técnico) debido el tiempo mínimo requerido entre su parada y arranque (PTMIN), o sea debido a una restricción propia de la máquina.

La potencia forzada por costo de arranque y parada (PCAP), o sea la forzada por resultar más económico para el despacho del MEM teniendo en cuenta el costo a pagar por su arranque, se considerará que no interviene en el contrato sino que se vende al MEM a su costo operativo (CO).

En consecuencia, para cada hora en la potencia total realizada se podrán diferenciar tres valores:

$$PGEN_i = PDESP_i + PTMIN_i + PCAP_i$$

Su **generación propia entregada al contrato** se calculará como:

$$PGENCONT_i = PDESP_i + PTMIN_i$$

y con respecto a este valor se hará el seguimiento de los apartamientos a su compromiso contratado. El resto de su generación (PTMIN) se considerará forzada por requerimientos del MEM y, en consecuencia, se comercializará fuera del contrato en el Mercado spot valorizada a su CO y sin intervenir en la definición de precios.

$$PTMIN_i \times CO$$

Para cada hora la **energía entregada** (PECONT) por el Generador se calculará como la suma de la generación propia para el contrato (PGENCONT) más la de las máquinas con las que tenga contratos de reserva que estén generando (hayan resultado despachadas) y hayan sido convocadas por el Generador para reemplazar falta de potencia por indisponibilidad propia (PRES).

$$PECONT_i = PGENCONT_i + PRES_i$$

Cada hora, el OED realizará el seguimiento de:

- los apartamientos de los contratos de abastecimiento (diferencia entre la generación contratada y la entregada) y su valorización en el Mercado Spot a través de su comercialización en el MEM:
- la energía generada por cada uno de sus contratos de reserva fria.

Si su potencia entregada al contrato (PECONT) resulta superior a la requerida por sus contratos, el excedente se tratará como un Generador sin contratos del MEM, vendiendo al precio spot en su nodo de conexión:

a) la energía excedente al precio en su nodo (PM afectado por su factor de nodo y de adaptación o PL según corresponda);
b) la potencia excedente al precio de la PPAD.

Si el Generador resulta entregando por debajo de su potencia contratada, la energía faltante la comprará a precio spot al PM, o sea en el centro de carga del Sistema. Se considera que la potencia contratada pero no despachada queda en reserva, como respaldo para cubrir su contrato de ser requerido por el Sistema. En consecuencia:

a) compra del MEM la potencia necesaria para cubrir su demanda contratada;

b) vende al MEM la potencia contratada pero no despachada, como reserva.

Como resultado, en este tipo de compras en el Mercado Spot no deberá pagar por la potencia comprada ya que se compensa con su potencia vendida como reserva al MEM.

En estos dos últimos casos el Generador, al contar con la disponibilidad necesaria en sus máquinas, no estará haciendo uso de sus contratos de reserva fría.

En caso de resultar su entrega (generación propia más las de sus máquinas contratadas como reserva) inferior a la contratada por indisponibilidad propia y no por requerimientos del despacho, el Generador podrá solicitar comprar el faltante para cumplir su contrato en el MEM. En este caso la potencia se venderá al precio definido para la PPAD y el precio de la energía será el del Centro de Carga, incluyendo los sobreprecios que se hayan definido en la programación en caso de riesgo de falla (SPRF aplicado a la energía o RAH aplicado a la potencia).

En caso de déficit en el MEM y restricciones en el abastecimiento, los Generadores resultarán despachados a su máxima carga posible. Por lo tanto, en estos casos para analizar su compra/venta con el MEM se comparará su generación con la demanda efectivamente abastecida de sus contratos.

En resumen, un Generador que debe cubrir una energía contratada (GENCONT):

a) genera una parte a costo propio (PGEN), con generación propia y/o generación de las máquinas que contrató como reserva, para vender al precio contratado:

b) compra el faltante (PCOMP) al MEM, para vender al precio contratado, la energía al precio spot (PM) si fue despachado por debajo de su disponibilidad, o el PM más la potencia al precio de la PPAD si el faltante se debe a disponibilidad propia;

c) de no existir suficiente excedente en el MEM y/o estar aplicándose restricciones a la demanda, el OED calculará la parte no abastecida (PNOABAST) en proporción a la compra requerida dentro del total del MEM y al déficit existente en el Sistema.

En el caso de que, por déficit de generación, no se pueda abastecer toda la demanda, la restricción a aplicar a cada una de las demandas contratadas del respectivo Generador con falta de disponibilidad (PNOABAST) se repartirá en forma proporcional a su demanda contratada, salvo requerimiento particular del Generador de aplicar un criterio de distribución de la falla distinto. De estar prevista penalización en los contratos de abastecimiento, la misma se calculará sobre este valor. De no poder abastecer la demanda contratada por restricciones de Transporte y no por falta de generación, no se considerará que el Generador vulnera su compromiso de suministro (la energía está disponible) y no corresponderá aplicar penalizaciones.

Al finalizar el mes, el OED realizará la integracion de la comercialización en el MEM de los apartamientos y el Generador resultará acreedor o deudor con respecto al MEM según resulte positiva o negativa la suma de los montos horarios comprados y vendidos.

4.4.2 GENERADORES HIDRAULICOS CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

Los generadores hidroeléctricos de propiedad privada podrán comercializar a través de contratos del Mercado a Término su energía definida como firme. El compromiso de los Generadores hidráulicos estará dado por una energía mensual y su curva de carga real responderá a los requerimientos del despacho.

El contrato se interpretará como si durante el mes el Generador debe entregar en el centro de carga del Sistema la energía contratada, que cobrará al precio acordado, independientemente de cual sea el requerimiento real de la demanda contratada o la generación realmente realizada por el *hidráulico. La Generación real será la resultante del despacho que definirá:*

- paquetes de energía hidráulica semanal disponibles (programas OSCAR y MARGO);
- paquetes de energía diaria en función del programa de despacho hidrotérmico semanal;
- potencia horaria de acuerdo al despccho óptimo diario y sus modificaciones en tiempo real.

El Generador hidráulico resultará despachado con toda su energía disponible ofertada salvo:

- restricciones de Transmisión que limiten su capacidad de exportación;
- excedentes hidráulicos en el Sistema que lo obliguen a competir en el despacho con otras centrales hidroeléctricas.

La energía entregada por el contrato se calculará como la suma de la generación propia del Generador más la de las máquinas con las que tenga contratos de reserva que estén generando y hayan sido convocadas por su contrato (para reemplazar la falta de energía propia). Al finalizar el mes, el OED calculará la energía mensual correspondiente como la suma de su generación más la *energía generada por sus contratos de reserva fría cuando fueron convocados.* Con este valor calculará la diferencia con respecto a la suma de sus energías comprometidas por Contratos, descontadas las restricciones de haberse aplicado, para definir los apartamientos de un Generador hidráulico con respecto a sus contratos de abastecimiento.

Si su energía mensual resulta superior a la requerida por sus contratos, el excedente se considerará vendido al MEM en el Mercado Spot. Para ello se calculará la potencia horario vendida suponiendo que la energía excedente se reparte a lo largo del mes con la misma forma que su potencia despachada. O sea, si el excedente representa un porcentaje de su energía contratada:

$$PORCE = (EGEN - ECONT) / EGEN$$

La potencia horaria vendida en el Mercado Spot se calculará suponiendo que cada hora vende este porcentaje de su potencia generada:

$$VENDESPOT_i = POTGEN_i * PORCE$$

Esta venta horario se comercializará al precio spot en su nodo de conexión:

a) la energía excedente al precio en su nodo (PM afectado por su factor de nodo y de adaptación o PL según corresponda);

b) la potencia excedente al precio de la PPAD.

Si generación mensual resulta por debajo de su energía contratada, la energía faltante la comprará a precio spot al PM, o sea en el centro de carga del Sistema. Se considera que la potencia contratada pero no despachada queda en reserva, como respaldo para cubrir su contrato de ser requerido por el Sistema salvo indisponibilidad de potencia en el Generador. Para el cálculo de la potencia horaria comprada se repartirá la energía faltante a lo largo del mes con la misma forma que su potencia despachada. O sea, si el faltante representa un porcentaje de su energía entregada:

$$PORCF = (ECONT - EGEN) / EGEN$$

La potencia horaria comprada en el Mercado Spot resultará como si cada hora compra este porcentaje faltante respecto a su potencia entregada:

$$COMPRASPOT_i = POTGEN_i * PORCF$$

Sin embargo, si el Generador no produce en todo el mes o está indisponible y/o no puede generar durante por lo menos dos semanas del mes, la compra horaria se repartirá en vez según la forma de la demanda real del Distribuidor o Gran Usuario con quien estableció el contrato. O sea, se convertirá la energía contratada en una curva de carga horaria del mes, dándole un peso a cada hora en función de su demanda real requerida respecto de la demanda mensual registrada.

$$PESO_i = DEM_i / DEMMES$$

La compra al MEM para cada hora resultará en este caso:

$$COMPRASPOT_i = PESO_i * ECONT - PGEN_i$$

Esta compra se comercializará en el MEM al precio spot correspondiente en el centro de carga (PM). Si la compra se debe a falta de disponibilidad de potencia (propia más la de sus máquinas convocadas como reserva) deberá comprar también la potencia faltante al precio de la PPAD.

Para el caso de déficit en el Sistema, a la energía contratada se agregará además el nivel de pérdidas evaluadas en función de los factores de nodo semanales. Para determinar si el Generador es capaz de abastecer su compromiso (demanda contratada + pérdidas estimadas), se calculará su **energía prevista disponible** para la semana como la suma de:

- su pronóstico de generación semanal evaluados a partir de los modelos de programación (OSCAR, MARGO y semanal);
- disponibilidad prevista para la semana de las máquinas con las que tiene contratos de reserva fría.

Para calcular el requerimiento semanal del contrato se utilizarán las curvas de demanda típicas previstas para el Distribuidor o Gran Usuario acordadas en la Base de Datos Estacional, y se determinará el peso que corresponde dentro de la demanda del mes la demanda de cada una de sus semanas (demanda prevista semana dividida por la demanda prevista mensual). La energía semanal contratada se considerará como la energía mensual requerida (contratada más pérdidas) multiplicada por el peso de la correspondiente semana dentro del mes.

Se excluirá de aplicar restricciones a la demanda contratada por un Distribuidor o Gran Usuario con un Generador hidráulico siempre que la energía semanal prevista disponible resulte suficiente para cubrir el compromiso semanal definido para su energía contratada. De no ser así, se considerará que el Generador compra en el MEM la energía faltante para cumplir su contrato. El valor diario y horario de esta compra se calculará repartiendo la compra semanal de energía de acuerdo a la forma de las curvas de demanda típicas acordadas.

De no existir excedente en el MEM para cubrir el total faltante, el OED calculará la parte no abastecida en forma proporcional a su compra requerida dentro del total del MEM y al déficit existente en el Sistema.

En el caso de que, por déficit de generación, no se pueda abastecer toda la demanda, la restricción a aplicar a cada una de las demandas contratadas del respectivo Generador con falta de disponibilidad se repartirá en forma proporcional a su demanda contratada, salvo requerimiento particular del Generador de aplicar un criterio de distribución de la falla distinto. De estar prevista en los contratos de abastecimiento, la eventual penalización se calculará sobre este valor. Si la demanda no se puede abastecer por restricciones de Transporte y no por falta de generación (la energía está disponible), no se considerará que el Generador vulnera su compromiso de suministro y no corresponderá aplicar penalizaciones.

4.4.3. DISTRIBUCIONES Y GRANDES USUARIOS CON CONTRATOS

El contrato se interpreta como si cada hora el Distribuidor o Gran Usuario debe comprar en el centro de carga del Sistema la energía contratada al precio acordado independiente de lo que requiera su demanda real.

El OED realizará el seguimiento de los apartamientos (diferencia entre demanda real y contratada) y su valorización en el Mercado Spot a través de su comercialización en el MEM.

Para un Distribuidor o Gran Usuario, la demanda abastecida por contratos se calculará como la suma de la energía entregada al contrato por los Generadores con quienes tenga contratos de abastecimiento más, de no ser ésta suficiente, la energía suministrada por las máquinas con quienes tenga contratos de reserva fría y que, estando generando, hayan sido convocadas para cubrir el faltante.

Para los Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos de abastecimiento con Generadores hidráulicos, el compromiso estará dado por paquetes de energía mensual. Al finalizar el mes, el OED verificará si la demanda real resulta superior o inferior a la contratada. De resultar su demanda de energía mayor que la abastecida por sus contratos (de abastecimiento con generadores hidráulicos más de reserva), se lo considerará comprador del MEM para todas las horas del mes. Si la energía a comprar representa un porcentaje de su demanda abastecida:

$$PORCC = (DEMMES-ECONTHIDRO-ERESERVA)/DEMMES$$

se considerará que cada hora compra en el MEM este porcentaje de su potencia abastecida.

$$COMPRA_i = PORCC * DEMABAST_i$$

Si por el contrario, su demanda de energía resulta menor que la contratada, se lo considerará vendedor del MEM por este excedente. En este caso, se calculará el porcentaje que representa la energía a vender dentro del total contratado:

$$PORCV = (ECONTHIDRO+ERESERVA-DEMMES)/DEMMES$$

Cada hora el Distribuidor o Gran Usuario venderá en el MEM este porcentaje de su potencia abastecida.

$$VENDE_i = PORCV * DEMABAST_i$$

Para las demandas con contratos de Abastecimiento con Generadores térmicos, el OED realizará el seguimiento de los apartamientos horarios. Cada hora la demanda real podrá ser distinta de la contratada. Si resulta menor, la potencia excedente se considerará vendida al precio spot en el MEM.

$$VENDE_i = PCONT_i - PDEM_i$$

Si por el contrario, resulta su demanda mayor que la potencia contratada se considerará comprador en el MEM del faltante (energía más potencia).

$$COMPRA_i = PDEM_i - PCONT_i$$

Si un Distribuidor o Gran Usuario tiene contratos de Abastecimiento con distintos tipos de Generadores (o sea con térmicos y con hidráulicos) para el seguimiento de sus apartamientos respecto a sus contratos y cálculo de su compra/venta en el MEM se convertirán todos sus contratos a un compromiso horario. Para ello, la energía mensual contratada con Generadores hidráulicos se transformará en una curva horaria repartiéndola de acuerdo a la forma de las curvas típicas de demanda acordadas en la Base de Datos Estacional. El apartamiento respecto a su potencia contratada lo calculará el OED para cada hora como la diferencia entre su demanda real abastecida y la suma de las potencias contratada con Generadores térmicos más las potencias calculadas para los contratos con Generadores hidráulicos.

En todos los casos, de resultar vendedor se comercializará en el MEM al precio spot en el centro de carga del Sistema (PM). Si por el contrario resulta comprador y existe el excedente necesario en el MEM, podrá comprar el faltante (energía más potencia) en su nodo:

- al precio Spot si se trata de un Distribuidor cuya demanda mensual está cubierta por lo menos en un 60% por contratos, o de un Gran Usuario (la energía faltante al precio en su nodo y la potencia faltante al precio de la PPAD);
- al precio estacional (de energía y potencia) si se trata de un Distribuidor cuya demanda cubierta por contratos es menor que el 60% de su demanda mensual prevista.

Para los Distribuidores que comprarán su faltante a precio estacional, los respectivos precios de la energía y potencia serán calculados en la programación estacional definiendo como:

- energía a abastecer a precios del Mercado Estacional a su demanda restante luego de descontar de sus curvas típicas de demanda (Base de Datos Estacional) las curvas de potencia horaria contratada;
- potencia a abastecer a precio de referencia estacional, a su potencia declarada menos la potencia máxima total contratada.

A los fines del cálculo de estos precios estacionales, si el Distribuidor tiene contratos de Abastecimiento con Generadores hidráulicos, se convertirá la energía contratada en un compromiso horario. Para ello, en primer lugar se dividirá la energía mensual contratada en paquetes semanales dentro del mes utilizando las curvas de demanda típicas del Distribuidor acordadas en la Base de Datos Estacional y determinando el peso correspondiente a cada semana (demanda prevista semanal dividida por la demanda prevista mensual). El valor diario y horario del contrato se calculará repartiendo la energía de la semana de acuerdo a la forma de dichas curvas de demanda típicas acordadas.

En caso de que por falta de disponibilidad de los Generadores con quienes tenga contratos de abastecimiento, surja un déficit de generación y el OED defina la necesidad de aplicar restricciones, el Distribuidor y Gran Usuario podrá recurrir a sus contratos de reserva fría para garantizar el cubrimiento de su demanda. En este caso, su requerimiento de compra en el MEM con respecto a su contratos estará dado por la diferencia entre su potencia contratada y la abastecida por los Generadores con los que tenga contratos de suministro o reserva fría.

En caso de que, por falla o restricciones en la red, surja un déficit y no se pueda abastecer toda su demanda, no se considerarán faltantes ni sobrantes y no se comercializará en el MEM.

Al finalizar el mes el OED integrará los valores correspondientes a:

- la energía abastecida por los contratos de reserva fría convocados;
- los apartamientos registrados entre su demanda real abastecida y la entregada por sus contratos de abastecimiento y de reserva fría, y su valorización a través de su comercialización en el MEM;

El Distribuidor o Gran Usuario resultará acreedor o deudor con respecto al MEM, según resulte positiva o negativa la totalización de los montos correspondientes a los apartamientos. Si sólo tiene contrato por energía (o sea con Generadores hidráulicos), resultará acreedor o deudor con respecto al MEM según resulte su demanda mensual abastecida menor o mayor que la energía contratada.

4.4.4 GENERADORES CON CONTRATOS DE RESERVA FRIA

El OED realizará el seguimiento de la energía entregada por Generadores con Contratos de reserva fría que no se comercializa en el MEM sino que se vende al Generador, Distribuidor o Gran Usuario con quien se estableció el contrato y al finalizar el mes totalizará la energía correspondiente a cada uno de estos contratos.

El resto de su energía y potencia (sin contratos de reserva fría o con contratos pero generada a requerimiento del despacho y no solicitada por sus contratantes) se comercializará en el MEM y su remuneración se calculará como la de un generador sin contratos del MEM.

4.5. FACTURACION DE LOS CONTRATOS

4.5.1. ENERGIA Y POTENCIA

Antes del quinto día de cada mes, el OED enviará los Generadores con contratos la información requerida para realizar su facturación.

a) la energía generada dentro de cada contrato de reserva fría;

b) la demanda no abastecida para los Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos de abastecimiento a los que se haya aplicado restricciones, calculada en base a la programación del déficit horario.

Para cada Generador térmico con contratos de Abastecimiento, su déficit en cada hora en que se le hayan aplicado restricciones, se calculará como:

$$DEFGENi = PGENCONTi + PRESi - PCONTi$$

dónde:

- **PGENCONTi** = potencia entregada a sus contratos por el Generador con máquinas propias.

* **PRESi** = potencia generada por las máquinas con contratos de reserva fría y que fueron convocados para cubrir falta de disponibilidad del Generador.

* **PCONTi** = demanda total horaria comprometida por sus contratos de abastecimiento.

De tratarse de un Generador hidráulico se realizará el mismo cálculo convirtiendo para esas horas a la energía contratada en su correspondiente valor de potencia de acuerdo a la forma de las curvas típicas de demanda acordadas para el Distribuidor o Gran Usuario que corresponda.

Este déficit se repartirá entre todos sus contratos del modo que lo haya solicitado el Generador en la operación real o, de no haber hecho ninguna indicación, en forma proporcional a la potencia de cada contrato dentro de su potencia total contratada.

El Generador será el responsable de facturar a cada Distribuidor, Gran Usuario, y/o Generador del Mercado a Término con que haya suscripto un contrato de suministro o de reserva fría, la remuneración correspondiente a lo acordado en base a la demanda contratada menos las restricciones que se hubieran realizado, y descontando las penalizaciones que correspondan de acuerdo a la información que suministre el OED.

La energía comercializada en el mercado spot por apartamientos, como se indica en el punto 4.4.1., se facturará de acuerdo a la metodología indicada en el punto 5.

4.5.2. REMUNERACION DEL TRANSPORTE

Este cargo es independiente de la realización de contratos. La garantía de suministro de un contrato corresponde a la disponibilidad del generador contratado, pero no así a la del Sistema de Transporte.

4.5.2.1. CARGO VARIABLE ASOCIADO A LA ENERGIA

El cargo se calculará en base a la energía efectivamente generada y la Demanda efectivamente abastecida dentro del contrato, y con los precios de nodo de las barras correspondientes.

Al finalizar cada mes, el OED calculará para el contrato el cargo variable del servicio de Transporte:

a) **al Generador con Contrato de Abastecimiento**, por la energía efectivamente entregada dentro del contrato (potencia generada menor o igual a contratada) y al Generador con Contrato de Reserva fría por su energía generada requerida por su Contrato, afectando dicha generación por la diferencia entre su factor de nodo y de adaptación (semanal por período tarifario) y el centro del sistema.

$$\text{GENCONT} * (1 - \text{FA}_{\text{Gen}} * \text{FN}_{\text{Gen}}) * \text{PM}$$

b) **al Distribuidor o Gran Consumidor**, por la energía efectivamente tomada dentro de los niveles del contrato (demanda abastecida menor o igual a contratada) afectada por la diferencia entre su factor de nodo y de adaptación y el centro de carga del sistema.

$$\text{DEMCONT} * (\text{FA}_{\text{Dem}} * \text{FN}_{\text{Dem}} - 1) * \text{PM}$$

4.5.2.2. CARGOS POR CONEXION Y CAPACIDAD

Los cargos fijos (por conexión y capacidad) serán abonados por Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios en función de:

* su ubicación en la red (área de influencia).

* su uso del Sistema de Transporte (potencia de ingreso o egreso).

En consecuencia, estos cargos son independientes de cómo se realicen los contratos.

Todo Generador, Distribuidor y Gran Usuario, con o sin contrato, deberá abonar su proporción correspondiente al cargo de conexión a la Red de Transporte y al cargo por potencia de ingreso o egreso al sistema. Dichos factores quedan definidos en la programación estacional.

4.5.3. USO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION TRONCAL

Cada Contrato será facturado por el Distribuidor que corresponda, o en su defecto por el OED, de acuerdo a los contratos suscriptos por uso de sus instalaciones como se indica en el punto 4.1.

4.5.4. SERVICIOS PRESTADOS POR EL MEM

El Contrato deberá pagar en el MEM por los servicios que le brinda el Sistema:

a) reserva fría (el Distribuidor y Gran Usuario);

b) regulación de frecuencia (el Generador);

c) regulación de tensión y control de reactivo (el Generador, Distribuidor y Gran Usuario);

d) Reembolso de gastos e inversiones del OED (Generador, Distribuidor y Gran Usuario).

4.5.4.1. RESERVA FRIA

El Distribuidor con contrato deberá pagar al MEM por la parte de la reserva fría que corresponde a su Demanda contratada.

Cada hora en que el Sistema esté operando con un determinado nivel de reserva fría (MWRES) con un precio definido de la PPAD ($PPAD), el pago del contrato al Sistema será:

$$\text{MWRES} * \$\text{PPAD} * \frac{\text{Demanda Contratada}}{\text{Demanda Total MEM}}$$

Al finalizar cada mes, el OED calculará el total acumulado y lo facturará a cada Distribuidor y Gran Usuario con contrato.

4.5.4.2. REGULACION DE FRECUENCIA

Si el Generador con contrato cuando está generando aporta al Sistema un porcentaje de reserva rotante igual al medio del Sistema, no cobrará ni deberá pagar por este servicio.

Cada hora en que aporte por encima de este medio, se hará acreedor a una compensación por el excedente. Por el contrario, si aporta por debajo deberá pagar al Sistema por la reserva rotante faltante.

Al finalizar cada mes, el OED calculará el total acumulado y lo facturará al Generador con contrato correspondiente.

4.5.4.3. CONTROL DE REACTIVO

De acuerdo a la metodología definida, los contratantes deberán cumplir con los compromisos acordados en el despacho de reactiva y serán deudores o acreedores según corresponda.

4.5.4.4. REEMBOLSO DE GASTOS E INVERSIONES DEL OED

El gasto mensual del OED se repartirá entre todos los agentes reconocidos del MEM. El monto adeudado por las empresas con contratos será el gasto del OED para el mes, fijado en el presupuesto estacional aprobado, por la proporción del importe de su compra o venta bajo el contrato dentro de la transacción total del mes.

4.6. CONTRATOS CON EMPRESAS DE OTROS PAISES

Las empresas de países interconectados que quieran realizar contratos con empresas del MEM deberán contar con la correspondiente autorización previa de la S. E. E. En ese caso, serán considerados en cuanto a la programación, despacho y operación como agentes reconocidos del MEM Argentino con sus puntos de entrada/salida al Mercado coincidentes con los puntos de interconexión.

Para cumplir dichos contratos tendrán libre acceso a la capacidad remanente del Sistema de Transporte de la Red Argentina. La remuneración por el servicio de Transporte requerido se ajustará a las disposiciones vigentes en el MEM, o sea un cargo variable a través de los factores nodales que le correspondan y los cargos fijos por conexión a la red y por capacidad de Transporte. Estas empresas participarán además de los costos de expansión de la red de acuerdo a las reglas establecidas para el MEM por la S. E. E.

5. — FACTURACION, COBRANZA Y LIQUIDACION

El proceso de facturación correspondiente a la operación del MEM se realizará mensualmente dentro de los primeros cinco días corridos del mes siguiente. A estos efectos, el OED actuará como mandatario, interviniendo en los procesos de emisión de facturas, liquidaciones y cobranzas por cuenta y orden de los agentes del MEM, según los procedimientos y modalidades explicitadas en el presente capítulo.

Dado el carácter de mercado único bajo el cual se desarrolla la comercialización en el MEM, a los efectos del cálculo de las acreencias o las deudas que cada agente mantiene con el resto de los agentes participantes en las transacciones de cada mes, se aplicará el criterio de proporcionalidad.

Este sistema de facturación implica que cada comprador en el MEM es deudor para con cada uno de los agentes que resultaron vendedores, en forma proporcional a su participación en el importe total de la venta. Un sistema de cobranzas centralizado asegurará que los pagos se efectúen e imputen guardando idéntico criterio de proporcionalidad, conforme los deudores vayan cancelando sus deudas.

El OED será responsable de producir toda la información necesaria a estos efectos y emitirá por cuenta y orden de los agentes del MEM la documentación comercial, conforme los procedimientos explicitados en el presente capítulo. Asimismo administrará el sistema de cobranzas centralizado y el sistema de cancelación de deudas asociado.

5.1. INFORMACION NECESARIA PARA FACTURAR

5.1.1. RECOPILACION DE LA INFORMACION

Será responsabilidad de cada uno de los agentes del MEM suministrar al OED toda la información necesaria para llevar a cabo el proceso de facturación dentro de los tiempos y modos que éste determine.

El OED será responsable de elaborar con dicha información una base de datos centralizada, confiable y auditable a satisfacción de los agentes del MEM. Esta Base de Datos para Facturar (BDF) será la información oficial utilizada por el OED para determinar el resultado de las transacciones económicas definidas en 5.2.

5.1.2. INFORMACION DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS

Los Distribuidores y los Grandes Usuarios, que operen en el Mercado Spot o con contratos del Mercado a Término, informarán diariamente al OED su curva de carga horaria realizada.

5.1.3. INFORMACION DE GENERADORES Y AUTOGENERADORES

La información a utilizar en el caso de Generadores y Autogeneradores estará conformada por la información horaria consolidada por el OED. Una vez resueltos eventuales cuestionamientos de las partes, servirá de base para el cálculo de su remuneración. En el caso de Generadores con contratos del mercado a término, se calculará el resultado comercial dentro y fuera de los contratos en función de sus términos comunicados.

5.1.4. INFORMACION DE TRANSPORTADORES

Una vez resueltos eventuales cuestionamientos, se utilizará la información mensual consolidada por el OED de flujos de carga en la Red de Transporte y Factores Nodales (Ingreso Variable), y la información relevada en tiempo real sobre períodos de indisponibilidad de equipamiento, para el cálculo de su remuneración.

5.1.5. INFORMACION DE EMPRESAS EXTRANJERAS INTERCONECTADAS

Según el caso, estos intercambios se homologan a una venta (5.1.3) o a una compra (5.1.2). De mediar Convenios de Interconexión el OED será responsable de haber intercambiado la documentación de norma con la otra parte, para documentar las figuras legales de aplicación en cada transacción.

5.1.6. INFORMACION FALTANTE

Si dentro de los plazos establecidos, a los efectos de elaborar en tiempo y forma la información necesaria para el proceso de facturación, no se cuenta con la información completa para conformar la Base de Datos de Facturación, el OED procederá a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance. Esta situación será debidamente informada al confeccionar el documento de Transacciones Económicas del período. Cualquier rectificación de los datos estimados por el OED será incorporado al siguiente proceso de facturación.

5.2. TRANSACCION ECONOMICA

5.2.1. RESULTADO DE LA TRANSACCION

Se define como **Resultado de la Transacción Económica** al cálculo mensual de los créditos o débitos totales de cada agente del MEM por aplicación de los presentes procedimientos asociados al sistema de estabilización de precios que se describe en el punto 5.7. y de los excedentes que se describen en 5.2.2.

5.2.2. EXCEDENTES

Se denomina **Excedente Neto Mensual** a la diferencia entre el resultado de los generadores del MEM dependientes del Estado Nacional más de los de las empresas extranjeras interconectadas en su operación en el MEM, y los montos producto de sus remuneraciones reconocidas, de acuerdo a lo que hubiera establecido por Resolución la Secretaría de Energía Eléctrica.

Estos excedentes serán depositados en un **Fondo Unificado**, según lo previsto en el artículo 37 de la Ley 24.065, para cuya administración el OED efectuará las operaciones que la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA le indique.

En la forma y con la periodicidad que la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA determine, el OED producirá la información de gestión correspondiente a la administración de este Fondo así como su evolución prevista.

5.2.3. DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS (TE)

El OED elaborará mensualmente un documento con toda la información contenida en la Base de Datos para Facturar y con todos los resultados obtenidos por la aplicación de los presentes procedimientos, individualizando para cada agente, los montos por los cuales ha resultado deudor o acreedor en base a sus compras y/o ventas en el MEM. Dicha información servirá de base para el proceso de facturación definido en 5.3.

El documento de Transacciones Económicas contendrá asimismo un detalle que permita individualizar la proporción en que cada deudor participa en la conformación del crédito de cada vendedor, aplicando para ello un criterio de proporcionalidad en base al peso relativo que cada uno de los montos deudores tengan respecto del monto deudor total en las Transacciones Económicas en dicho mes.

5.3. FACTURACION

5.3.1. FACTOR DE PROPORCIONALIDAD

Para cada agente del MEM que en la Transacción Económica del mes correspondiente haya resultado deudor del sistema, el OED calculará su factor de proporcionalidad (FPk) como su monto deudor dividido el monto deudor total del mercado.

5.3.2. FACTURACION DE LAS OPERACIONES DE COMPRA/VENTA EN EL MEM

El OED emitirá por cuenta y orden de los vendedores una factura a cada agente comprador por los montos resultantes de la Transacción Económica del mes, discriminados según los siguientes conceptos:

* energía.
* transporte de energía eléctrica.
* potencia.
* otros servicios (regulación de frecuencia, reactivo, arranque y parada de máquinas).

Para la discriminación de los conceptos del transporte, se aplicará el siguiente procedimiento:

a) El OED calculará los cargos fijos del Transporte (por conexión y por capacidad de transporte puesta a disposición) que cada agente del mercado deberá abonar a los transportistas, en base a las horas de disponibilidad registradas y aplicando los factores correspondientes a cada nodo y a cada empresa indicados en la programación estacional.

b) El OED calculará el monto al que es acreedor cada Transportista por el ingreso por energía (IVT). Dichos montos serán distribuidos entre los agentes que resulten deudores en el MEM para el mes correspondiente, en función de sus respectivos Factores de Proporcionalidad. Estos montos se identificarán bajo el concepto de Servicio de Transporte de Energía Eléctrica.

c) Para la energía comercializada dentro de Contratos de Abastecimiento, el OED calculará el cargo variable por Transporte que debe abonar cada una de las partes.

A su vez para cada uno de los agentes vendedores, el OED emitirá una liquidación de su venta por el total resultante de la Transacción Económica. Para los Generadores dependientes del Estado Nacional, las liquidaciones se realizarán en base a los precios reconocidos por la SEE de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 37 de la ley 24.065.

Las diferencias existentes entre lo facturado a los compradores y lo liquidado a los vendedores por aplicación de diferentes sistemas de precios (precios estacionales y precios spot), deberán imputarse al **Fondo de Estabilización** descripto en el punto 5.7.

5.3.4. FACTURACION DE APAREAMIENTOS DE CONTRATOS

El OED calculará los saldos acreedores o deudores de las operaciones efectuadas en el mercado spot por parte de empresas con Contratos de Abastecimiento. Las facturas y liquidaciones correspondientes, serán calculadas por el OED aplicando iguales procedimientos a los establecidos para los vendedores y compradores que operan sin contratos.

5.3.5. REEMBOLSO DE GASTOS Y/O INVERSIONES DEL OED

El monto mensual por Reembolso de gastos y/o inversiones del OED acordado en el Presupuesto Estacional, se distribuirá entre todos los agentes del MEM. Dicho monto será debitado por el OED a cada agente en función de la proporción que representa su volumen monetario por compra y/o venta dentro del volumen total de las transacciones del MEM, independientemente de la existencia de contratos.

5.4. PLAZOS DE PAGO

Las facturas presentadas al cobro a los agentes deudores del sistema vencerán a los 39 días, contados a partir del último día del mes a que se refieren las transacciones facturadas.

Dicho plazo de vencimiento se desplazará en el mismo número de días que se demore el envío de la documentación a que se refiere el párrafo siguiente, a partir del tercer día hábil posterior a la emisión de las facturas del documento de Transacciones Económicas.

El OED remitirá a cada agente del mercado, por medio de FAX o Correo Electrónico, según acuerde con cada uno, las respectivas facturas (a deudores) y liquidaciones (a los acreedores), valiendo esta fecha para los fines establecidos en el párrafo anterior. Simultáneamente remitirá los documentos indicados por vía postal expresa.

Las notas de débito o crédito que emita el OED para ajustar las facturas o liquidaciones en virtud de rectificaciones de los valores físicos y/o monetarios adoptados (refacturación), tendrán fecha de vencimiento el mismo día que la factura a que están referidos.

Las Notas de Débito por Reembolso de gastos y/o inversiones del OED, tendrán las mismas condiciones de vencimiento que las arriba indicadas.

5.5. COBRANZAS A LOS DEUDORES

El OED prestará el servicio de cobranza en el MEM, que abarcará a todos los pagos que se efectúen, con excepción de los que correspondan a la ejecución de contratos.

Este sistema de facturación, basado en criterios de proporcionalidad, requiere que las acreditaciones a vendedores de los montos cobrados sean diligenciadas bajo igual criterio.

No se admitirán pagos por fuera de este sistema, por cuanto ello atentaría contra el principio de proporcionalidad del sistema de facturación adoptado.

A los efectos del pago de sus obligaciones, el OED ofrecerá a los agentes las siguientes alternativas:

* mediante entrega de cheque en el domicilio del OED.
* mediante transferencia a las cuentas bancarias habilitadas al efecto por el OED.

La fecha a considerar a efectos de la imputación del pago, será la que corresponda a la de efectiva acreditación en la cuenta bancaria del OED.

La falta de pago íntegro y en término de los montos facturados serán sancionados con un interés equivalente a la tasa fijada por el *BANCO NACION ARGENTINA (BNA) para sus operaciones de* descuento de documentos a 30 días de plazo.El OED debitará y cobrará dichos intereses a los deudores por cuenta y orden de los acreedores. Los importes cobrados por tal concepto serán depositados en las cuentas bancarias declaradas por los acreedores bajo los mismos plazos y condiciones establecidos en el punto 5.6.

El incumplimiento de pago íntegro y en término de las Notas de Débito por Reembolso de gastos y/o inversiones, se sancionará con un interés equivalente a la tasa fijada por el BNA para sus operaciones de descuento de documentos a 30 días de plazo.

La aplicación de las cobranzas a efectos de imputar las mismas se realizará en primer lugar a la cancelación de deudas por cualquier concepto con el OED y luego a la cancelación de deudas con los acreedores del mercado.

A efectos de determinar los intereses por los cuales se sancionará la falta de pago en término de los agentes deudores se aplicará la siguiente fórmula:

$$I = C \times \left[\left(1 + \frac{TNAV \times 30}{36.500}\right)^{n/30} - 1\right]$$

donde:

* **C:** Capital adeudado
* **TNAV:** Tasa Nominal Anual Vencida fijada por el BNA para operaciones de descuento de documentos a 30 días de plazo.
* **n:** días de mora.

5.6 LIQUIDACION A LOS ACREEDORES

La liquidación a los acreedores del sistema se realizará en base a las acreditaciones efectivas que se registren en las cuentas bancarias habilitadas por el OED a efectos de las cobranzas, una vez deducidos las deudas por todo concepto con el OED. La distribución entre los acreedores, de cada cobranza efectuada por el OED, se efectuará conforme a la proporcionalidad de las acreencias individuales respecto de las totales correspondientes a cada mes.

El OED depositará estos montos en las cuentas bancarias declaradas por los acreedores, en un plazo máximo de 48 horas, siempre y cuando éstas correspondan a las mismas plazas bancarias sobre las cuales opera el OED. Este plazo se considera como parte de la operatoria interna del OED y no devengará interés.

Las acreditaciones realizadas serán aplicadas, respetando las proporcionalidades correspondientes a cada período, en primer término a la cancelación de los intereses devengados a la fecha de cobro. El remanente será imputado al capital. De existir saldos impagos correspondientes a distintos períodos mensuales la aplicación se realizará en todos los casos a partir del más antiguo.

5.7. SISTEMA DE ESTABILIZACION DE PRECIOS

Las diferencias que surjan entre los montos a abonar por los deudores, considerando que una parte de ellos, los Distribuidores, lo hace en función de un sistema de precios estacionales, y los montos a cobrar por los acreedores, producto de transacciones realizadas a precios spot, serán absorbidos por un sistema de estabilización de precios basado en la existencia de un fondo de depósito transitorio denominado **FONDO de ESTABILIZACION.** En este fondo se depositarán los montos que se produzcan aquellos meses en los cuales los resultados derivados de aplicar el sistema de precios estacionales arrojen un saldo positivo respecto de los del Mercado Spot. A su vez, aquellos meses en los cuales los resultados se den a la inversa, este fondo proveerá los recursos financieros necesarios para completar el monto acreedor de los vendedores.

Este Fondo de Estabilización no será utilizable para compensar incumplimientos de pagos.

De ocurrir que los recursos financieros disponibles en el Fondo de Estabilización no sean suficientes para completar el monto acreedor en algún mes, el OED gestionará ante la SEE la asistencia financiera necesaria. A estos fines, la SEE dispondrá la concesión de un crédito automático retornable y sin interés utilizando recursos del Fondo Unificado.

El OED incorporará en el documento de Transacciones Económicas, el resultado mensual del Fondo de Estabilización y su evolución.

La SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA indicará el criterio con que en la programación estacional se considerarán los saldos acumulados por dicho Fondo.

5.8 IMPUESTOS

El OED incorporará a la facturación y/o liquidaciones y procederá a transferir a las cuentas que corresponda los impuestos que en cada caso correspondieren, según las instrucciones que le imparta la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA.

ANEXO 1: BASE DE DATOS DEL SISTEMA

1.1. INFORMACION BASICA DE GENERADORES

Cada Generador deberá suministrar la información necesaria para:

- programar la producción y realizar el despacho de cargas;
- calcular los costos marginales y otros costos necesarios para fijar los precios estacionales a distribuidores y el precio horario con que se remunerará a los productores.

Este conjunto de información conformará la Base de Datos de Generación del Sistema e incluirá como mínimo:

a) Potencia efectiva a plena carga y consumo de servicios auxiliares expresado como porcentaje de la potencia efectiva a plena carga;

b) Tiempo estimado de arranque desde parada fría hasta sincronismo, desde sincronismo hasta plena carga, y para las máquinas turbovapor tiempo mínimo requerido en la operación entre su parada y rearranque (o sea si admite paradas diarias o semanales);

c) Características de regulación de frecuencia: contribución a la regulación primaria y secundaria;

d) Capacidad para regulación de tensión: curva de capabilidad, márgenes de subexcitación y sobreexcitación;

e) **Centrales Térmicas y Nucleares:** consumos específicos netos para 4 puntos de funcionamiento entre el mínimo técnico y carga máxima, y consumo específico medio neto;

f) **Centrales Térmicas:** tipos de combustibles que puede consumir, posibilidades de trabajar con mezcla, y capacidad de almacenamiento;

g) **Centrales Hidroeléctricas con Capacidad de Embalse:** curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa y datos de evaporación;

h) **Centrales Hidroeléctricas en General:** función para conversión energética (m^3 por KWh), caudal máximo y mínimo turbinable por grupo, serie histórica de caudales semanales desde 1943.

1.2. INFORMACION BASICA DE DISTRIBUIDORES

Cada Distribuidor deberá suministrar la información básica necesaria para la determinación de los precios estacionales.

Este conjunto de información conformará la Base de Datos de Distribución del Sistema e incluirá como mínimo:

a) puntos de interconexión a través de los cuales se compromete comprar al MEM;

b) potencia contratada para los próximos dos semestres, y para los ocho semestre siguientes, por punto de interconexión;

c) capacidad de sus instalaciones para el control de Tensión.

1.3. INFORMACION BASICA DE TRANSPORTISTAS

El Transportista deberá suministrar la información necesaria para realizar los estudios y definir la operación del Sistema dentro de los márgenes de calidad y confiabilidad pretendidos.

Este conjunto de información conformará la Base de Datos del Transporte del Sistema e incluirá como mínimo:

a) Capacidad de sus instalaciones para regulación de tensión;

b) capacidad de sus instalaciones para el suministro de reactiva.

ANEXO 2: BASE DE DATOS ESTACIONAL

Para cada periodo estacional las empresas deberán suministrar la información necesaria para el período a estudiar y una estimación aproximada de los mismos datos para los próximos 3 años.

a) **Empresas de Generación y Transporte:** Tasa de indisponibilidad forzada prevista.

b) **Empresas de Generación Térmica:** Previsiones de oferta de combustibles (stock inicial y entregas previstas de carbón y/o combustibles líquidos, y cuota prevista de gas), precios declarados de combustibles, y factor a agregar por flete. Para ello las empresas podrán acordar previamente con las empresas de Combustibles los compromisos de abastecimiento y precios (contratos) o previsiones de abastecimiento (de no existir contrato con compromiso de suministro). El OED definirá para el periodo **Precios de referencia de combustibles y Precios de referencia de fletes** que se considerarán el valor tope estacional. Para las empresas sin contratos o que no declaren un precio estacional se utilizará para la previsión los precios de referencia. Para las empresas con contratos de abastecimiento de combustibles o de fletes declarados en el MEM o que declaren un precio estacional, si el precio informado supera el valor de referencia, no será considerado utilizándose en vez el valor tope definido. Los valores declarados por los Generadores en la previsión estacional no podrán ser modificados posteriormente durante el periodo y serán los utilizados para la programación y despacho semanal y diario.

c) **Empresas de Generación Hidroeléctrica:** pronósticos de aportes o tipo de año hidrológico de existir una previsión al respecto, y restricciones aguas abajo que afectarán su despacho (cota de operación máxima en embalses, limitaciones al caudal erogable, etc.).

d) **Empresas de Distribución y Grandes Usuarios:** pronósticos de demanda de energía y potencia con su correspondiente hipótesis de crecimiento, curvas típicas de carga para cada semana discriminadas a nivel de cada barra de la red de transporte, carga máxima prevista, requerimiento de reactivo, carga típica prevista por barra en cada período tarifario.

e) **Empresas de Transporte:** restricciones en el intercambio permitido.

f) **Empresas con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactiva:** (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) previsión de disponibilidad en el equipamiento requerido para cumplir su compromiso;

g) **Países Interconectados:** requerimientos de exportación, ofertas de energía y/o potencia y precio.

h) **Autogeneradores y Cogeneradores registrados:** rango de potencia que pueden intercambiar, saldo neto de energía previsto con su precio de venta requerido.

ANEXO 3: METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LOS PRECIOS DE NODO Y DE LA REMUNERACION VARIABLE DEL TRANSPORTE

1.— FACTORES DE NODOS ESTACIONALES

1.1.— MODELADO DE LA DEMANDA

Para cada periodo tarifario se calculará la potencia media demandada por cada Distribuidor en base a las curvas de carga típicas acordadas (enviadas por los distribuidores con los datos estacionales al OED), promediando las potencias correspondientes a las horas de ese periodo. Con estos datos se ajustarán las demandas típicas por barra de cada área en cada periodo tarifario de tal manera que la suma de éstas resulte la demanda total de potencia de cada Distribuidor. Se calculará también a partir de la programación estacional la potencia media demandada por bombeo y la demanda no abastecida (ENS) en cada periodo tarifario.

En base a estos valores, se modelará la demanda total abastecida como una curva monótona de cargas (curva demanda-duración) de tres bloques donde:

a) cada uno representa un periodo tarifario;

b) la potencia del bloque está dada por la suma de las demandas de potencia medias previstas para cada Distribuidor y el bombeo descontada la ENS en ese periodo tarifario;

c) la duración del bloque está dado por la duración en horas del periodo tarifario multiplicado por el número de días del periodo estacional considerado.

1.2. MODELADO DE LA GENERACION

En función de la generación media prevista en el periodo estacional para cada Central o grupo de Centrales, en cada banda tarifaria se determinará un despacho promedio de potencia de generación. Dicha potencia integrada en cada banda tarifaria durante el periodo estacional deberá corresponder con la generación prevista.

1.2.1. CALCULO DEL FACTOR DE NODO ESTACIONAL

El factor de nodo representa la relación de precios entre el nodo y el Mercado teniendo en cuenta el costo marginal del transporte debido a las pérdidas óhmicas.

Para el semestre, el OED definirá configuraciones características de la red de Transporte y estados típicos de carga correspondiente al valle, pico y horas restantes.

Para cada periodo tarifario, se considerará su estado típico y se realizará un flujo de potencia de la red completa, que luego se reducirá a la de transporte, para simular en cada barra una variación unitaria de demanda (∂Pd) y obtener la variación correspondiente en las pérdidas del Sistema ($\partial Perd$). El **factor de nodo** se determina como:

$$FN = 1 - (\partial Perd \;/\; \partial Pd)$$

Este factor define en cada franja de tarificación el Costo Marginal de Corto Plazo del nodo incluidas las pérdidas óhmicas por Transporte. Se utilizará en la determinación de los Precios de Nodos estacionales a los Distribuidores, que incluye la parte variable de la remuneración que abonaran al Transporte.

2.— METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LOS FACTORES DE ADAPTACION DEL AREA Y FACTORES DE ADAPTACION NODAL

Un sistema de transporte produce, además de las pérdidas óhmicas, otro tipo de pérdidas en el sistema asociadas a la confiabilidad de su suministro y que se pueden medir en el sobrecosto del redespacho y el costo por energía no suministrada. Estas pérdidas producidas por fallas del sistema de transporte deben afectar, al igual que las pérdidas óhmicas, los precios de las áreas alejadas del centro de gravedad en relación al precio de Mercado.

Para calcular este factor, anualmente el OED para cada periodo tarifario simulará en el programa MARGO el sistema de transporte entre áreas, considerando fallas de larga duración (por ejemplo caída de torres). Las fallas serán simuladas de a una línea por vez y comparadas con el caso de referencia (programación estacional caso sin fallas).

Para las fallas de larga duración, se utilizará una tasa de 0,0357 fallas/100Km. y una duración de 14 días. Si las líneas están en paralelo, de posible salida simultánea, se extenderá la salida del segundo circuito a 28 días. En fallas de corta duración, se utilizará una tasa de 0,05 fallas/100Km. y una duración de 20 minutos.

Se realizará el análisis para cada periodo tarifario K de la diferencia con el caso sin falla para calcular los sobrecostos de despacho y de energía no suministrada producida por la pérdida de la línea por una falla de larga duración (LD).

$$SCLD_i = \Sigma_j \Sigma_{jn} (PMCF_n * DEMCF_n) - \Sigma_j \Sigma_n (PMSF_n * DEMFF_n)$$

donde:

- j = semanas en el año.
- n = áreas del sistema.
- $PMCF_n$ = precio marginal del área n cuando el sistema de transporte tiene la falla prevista.
- $PMSF_n$ = precio marginal del área n para el sistema sin falla.
- $DEMCF_n$ = demanda abastecida en el área n cuando el sistema de transporte tiene la falla prevista.
- $DEMSF_n$ = demanda abastecida en el área n cuando el sistema de transporte no tiene falla.

El sobrecosto debido a fallas de transporte de corta duración (CD) en cada línea se considera:

$$SCCD_i = ENSCD_i * CENS$$

siendo ENS_{icd} la energía no suministrada de corta duración probable anual por desconexión de la línea i (por ejemplo la producida por relés de corte de carga por subfrecuencia, etc.) determinada a partir de la simulación con un programa de estabilidad transitoria (EPRI).

En consecuencia, el sobrecosto producido por fallas en la línea i estará formado por la suma de los correspondientes a falla de larga y corta duración.

$$SC_i = SCLD_i + SCCD_i$$

El sobrecosto para un área A se obtiene sumando los sobrecostos de las líneas pertenecientes a la misma.

$$SC_A = \sum_{i \text{ en } A} SC_i$$

En una área exportadora, dichos sobrecostos indican que su energía vendida en el Mercado tiene un valor menor, adicional a la reducción por pérdidas óhmicas.

La metodología y modelos utilizados para la determinación de estos sobrecostos se ajustará en el transcurso del estudio encarado por la SEE para la organización de la actividad del Transporte en Bloque, y quedará definido en firme a partir del 1/11/92.

Si sólo se tiene en cuenta los factores de nodo para la definición del precio de nodo, los ingresos que tendrá la línea i por cargo variable del Transporte estará dado por la diferencia de factores de nodo entre el nodo emisor 1 y el nodo receptor 2.

$$IVFN_i = PM * (Fn_2 * E_2 - FN_1 * E_1)$$

siendo E las energías transportadas

El ingreso variable asociado al FN del transporte que interconecta el área A resulta entonces la suma de los ingresos de las líneas correspondientes al área.

$$IVFN_A = \sum_{i \text{ en } A} IVFN_i$$

Si además se tiene en cuenta los sobrecostos por confiabilidad y se los asigna también a los ingresos variables del transporte que interconecta el área A, se tiene:

$$IVT_A = IVFN_A + SC_A = KP_A * IVFN_A$$

definiéndose KP_A como la constante de potenciación de los factores de nodo del área A para cada período tarifario.

El precio del nodo j del área A estará dado por el precio del mercado transferido al nodo a través de los factores nodales del correspondiente período tarifario k.

$$PN_j = PM * \left(1 - KP_{Ak} * \frac{\partial Perd_k}{\partial P}\right) = PM * FN_{jk} * FA_j\, k$$

siendo:

* PN_j = precio del Mercado transferido al nodo j en el período tarifario k cuando el área A se encuentra vinculada al Mercado;

* FN_j = factor de nodo del nodo j para el período tarifario k;

* FA_j = factor de adaptación del nodo j para el período tarifario k.

Cuando en el período tarifario el área resulta *importadora, se aplica el mismo concepto*, entendiéndose el sobrecosto como el adicional que debe abonar el distribuidor para hacerse cargo de los sobreprecios que se producen durante fallas en el sistema de transporte.

Los factores nodales no afectarán a los precios locales cuando éstos se desvinculen del precio de Mercado por restricciones transitorias o permanentes.

Un área se considera desvinculada cuando existen restricciones de transporte u operativas activas que afecten el despacho óptimo. Si es exportadora, su precio local resultará inferior al **PM*FA*FN** y, si es importadora, su precio local estará por encima de **PM*FA*FN.**

3.- CALCULO DE LA ENERGIA MENSUAL TRANSPORTADA

En función de los períodos en que quedó dividido el mes con distintos factores nodales representativos por período tarifario (semanas y dentro de cada semana los períodos en que se recalcularon los factores nodales) se definirán los casos que caracterizarán la operación del mes:

* Una o más **configuraciones características** de la red, según corresponda.

* Para cada configuración característica, por lo menos 6 **estados de carga representativos** del período en base a los datos de energía horaria generada y consumida. Tres de ellos deberán representar la operación registrada los períodos de pico, valle y horas restantes los días hábiles y los otros tres a los mismos períodos tarifarios pero para día feriado.

A partir de los valores horarios de la Base de Datos Diaria de Operación, se obtendrán los datos de generación y demanda promedio en la red de Transporte en cada período tarifario para cada uno de los casos representativos definidos. Con ellos se realizarán flujos de potencia representativos que definirán la potencia trasportada correspondiente en cada línea de la red. La energía transportada se calculará multiplicando la potencia resultante del flujo por la duración en el mes del período que representa.

ANEXO 4: CONTROL DE TENSION, DESPACHO Y REMUNERACION DE REACTIVO

1. — COMPROMISOS DE LAS EMPRESAS EN EL CONTROL DE TENSION Y DESPACHO DE REACTIVO

Cada Generador reconocido del MEM se comprometerá a entregar la potencia reactiva, inductiva o capacitiva, que esté dentro de las características técnicas de su máquina, dadas por la Curva de Capacidad P, Q nominal. El Generador entregará una copia de dicha curva al OED.

En función de estos datos, el OED realizará el despacho de reactiva y el Generador se comprometerá a mantener la tensión en barras que se le solicite. El OED definirá, con aprobación de la S.E.E., el estándard mínimo requerido por los nuevos Generadores. Si la disponibilidad de reactivo de un Generador resultase inferior a lo comprometido, deberá abonar un cargo igual al costo de instalación, operación y mantenimiento de un equipo de reemplazo. El OED definirá dicho cargo con acuerdo de la S.E.E.

El Generador deberá informar al OED cualquier indisponibilidad transitoria de su generación de reactivo. En este caso deberá abonar una penalización igual a diez veces el costo de reemplazo mencionado durante las horas indisponibles.

Adicionalmente el Generador deberá comprometer equipamientos asociados al sistema de transporte, tales como señales estabilizantes, rapidez de respuesta, etc. El ajuste de dicho equipamiento deberá responder a los requerimientos del Sistema, definidos por el OED con aprobación de la S.E.E. El no cumplimiento con estos requerimientos podrá limitar su acceso al Sistema. El Generador deberá estar dispuesto a modificar o agregar equipamiento de control de acuerdo a los requerimientos del Sistema de Transporte.

A su vez, cada Distribuidor reconocido deberá acordar con los Transportistas, Generadores y otros Grandes Consumidores en sus interconexiones los factores de potencia límites para las horas del valle, pico y restantes ("valores acordados"). Dichos valores serán informados al OED.

Por su parte, el OED supervisará en las interconexiones entre distribuidores y red de transporte los "valores tolerados" que se definen:

— A partir del 1-05-92:
* cos phi = 1 o menor inductivo para horas de valle,
* cos phi = 0,92 inductivo o superior para pico y resto.

— A partir del 1-01-95:
* cos phi = 1 o menor inductivo para horas de valle,
* cos phi = 0,95 inductivo o superior para pico y resto.

En caso de no llegar a un acuerdo entre las partes o que el valor acordado afecte a un tercero, para la correspondiente interconexión el OED considerará el valor tolerado definido.

El Distribuidor o Gran Consumidor será responsable de la disponibilidad del equipamiento requerido para obtener estos resultados, incluyendo la reserva necesaria. De no poder cumplir por falta de equipamiento con los valores establecidos anteriormente, deberá abonar un cargo equivalente al de un equipo de reemplazo.

En la operación real de no cumplir transitoriamente, ya sea por imprevisión, por indisponibilidad de equipamiento o por incorrecta operación, abonará una penalización igual a diez veces el costo de instalación, operación y mantenimiento de un equipo de reemplazo durante el tiempo en que dure el incumplimiento.

El Transportista se comprometerá a mantener la tensión dentro del rango que especifique el OED para las barras de su red y de las inmediatas adyacentes de menores tensiones, así como a cumplir con el perfil de tensiones que requiera una emergencia en la operación real del Sistema, aun cuando esto significara apartarse del rango indicado. Será también responsable de la disponibilidad del equipamiento requerido para cumplir este compromiso, incluyendo la reserva necesaria. Para condiciones normales el rango especificado será de +/-5 % hasta el 1/1/95 en que pasará a +/-3 %. Se podrán especificar rangos más ajustados a puntos de la red con características particulares que lo justifiquen.

El Transportista que instale equipamiento para suministro de reactivo o contrate los mismos de otro, cobrará los cargos impuestos como penalización a los Generadores o Distribuidores. El no cumplimiento por parte del Transportista de sus obligaciones implicará una penalización equivalente a la de considerar fuera de servicio el equipamiento requerido para tal fin si estuviese instalado. Si el no cumplimiento se debe a la falta de instalación de equipamiento deberá abonar cargos o penalizaciones iguales a las indicadas para los Distribuidores.

Al finalizar cada mes, el OED calculará los cargos correspondientes por remuneración de reactivo y las penalizaciones por incumplimiento de acuerdo a las condiciones efectivas de funcionamiento en lo referente al control de tensiones y a los flujos de reactiva.

2. — TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA

El OED propondrá a los integrantes del MEM antes del 30-6-92, el criterio para supervisar el control de tensión y transferencia de reactiva. Las empresas podrán sugerir modificaciones, justificándolas debidamente. De acuerdo al criterio acordado, se fijará el equipamiento mínimo necesario en cada punto del Sistema. En las interconexiones, las partes podrán acordar instalar además equipamiento adicional de supervisión.

Las transacciones de potencia reactiva se realizarán mediante un régimen de:

a) Remuneración de potencia reactiva:

— a abonar a los transportistas incluido en el cargo por conexión por los distribuidores, grandes usuarios o generadores por el equipamiento puesto a disposición o, de no contar con dicho equipamiento el Transportista, como un descuento sobre el cargo de conexión.

— a abonar al Fondo de Apartamientos como **cargo fijo de reactivo** por pérdida de la calidad de servicio por los distribuidores, grandes usuarios, generadores o transportistas por falta de equipamiento para cumplir con los requerimientos de reactivo cuando no se instala un equipamiento sustituto.

b) Penalizaciones por falta de cumplimiento de las obligaciones respectivas:

— al generador por limitaciones transitorias,

— al distribuidor por limitaciones transitorias o mala operación de equipamiento,

— al transportista por incumplimiento del despacho de reactivo o control de tensión o equipamiento fuera de servicio.

2.1. CARGO FIJO DE REACTIVO

El OED calculará junto con la programación estacional los cargos fijos por reactivo que se deberán pagar en base al equipamiento de compensación de reactivo disponible que declaren los generadores y transportistas y al reactivo de las demandas que declaren los distribuidores.

2.1.1. GENERADORES

Si la capacidad declarada por un Generador es menor que la establecida deberá abonar un cargo fijo (CHRG) por el faltante por hora en servicio o en reserva fría. Este cargo será abonado a los compensadores sincrónicos o estáticos o generadores que pongan reactivo adicional a disposición.

2.1.2. TRANSPORTISTAS

Con los flujos de carga realizados en la previsión estacional de demanda y generación, dentro de las condiciones de transporte y requerimientos de reactivo comprometidos se determinará si el transportista está en condiciones de cumplir con su compromiso. De no ser así deberá abonar un cargo fijo por equipamiento faltante (CHRT) por las horas del período.

2.1.3. DISTRIBUIDORES

Si los distribuidores no pueden cumplir estacionalmente con los requerimientos de reactivo comprometidos abonarán un cargo fijo (CHRD) por las horas del semestre.

2.2. PENALIZACIONES

Al término de cada periodo de facturación se computarán las penalizaciones por incumplimiento de los compromisos asumidos considerándose las horas para las que se declaró la indisponibilidad o el periodo completo si se detectó incumplimiento sin haberlo declarado la empresa.

ANEXO 5: LISTADO DE MAQUINAS EXCLUIDAS

CENTRAL	TIPO	N° MAQ.
PARANA	TG	21
SALTO	TG	21
NOA	DIESEL	
CORRIENTES	TG	21
FORMOSA	TG	21
GOYA	TG	21
BARRANQUERA	TG	21
"	TG	22
"	TG	23
"	TG	24
"	TG	25
STA. CATALINA	TG	21
"	TG	22
"	TG	23
"	TG	24
CLORINDA	TG	21
"	TG	22
NEA	DIESEL	
MAR DE AJO	TG	15
OLAVARRIA	TG	16
BRAGADO	TG	
PEHUAJO	TG	23
JUNIN	TG	
ESEBA NORTE	TG	
ESEBA SUR	TG	
DOCK SUD	TG	07
"	TG	08
DIQUE	TG	07
DIQUE	TG	08
SAN FRANCISCO	TG	01
"	TG	02
EPEC	DIESEL	

ANEXO 6: SOBREPRECIO POR RIESGO DE FALLA

El **Sobreprecio por Riesgo de Falla (SPRF)** a aplicar a la energía generada los días hábiles fuera del periodo de valle en las semanas definidas "con riesgo", se calculará como:

$$SPRF = \frac{ENS}{TD} * (CENS - PMH)$$

donde:

* **ENS** = déficit de energía semanal previsto.

* **TD** = generación necesaria para cubrir la demanda prevista, o sea que incluye pérdidas de Transmisión.

* **CENS** = costo atribuido a la ENS para el periodo.

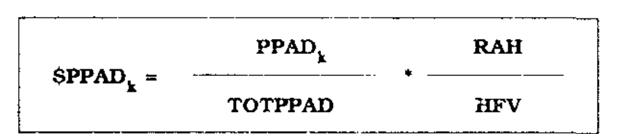
* **PMH** = promedio de los PM previstos para la hora de punta de día hábil de la semana considerada

En consecuencia, la remuneración adicional prevista para cada día hábil resulta:

$$RAH = TDH * SPRF$$

donde **TDH** es la generación requerida para cubrir la demanda prevista de un día hábil fuera del periodo de valle.

Si durante la semana el OED declara que desaparece el riesgo de falla, se dejará de pagar el sobreprecio SPRF a la energía generada. En su lugar, las máquinas térmicas que hayan ofertado el domingo su disponibilidad ($PPAD_k$), resulten o no despachadas, cobrarán por PPAD para cada hora fuera del valle del día hábil:



$$\$PPAD_k = \frac{PPAD_k}{TOTPPAD} * \frac{RAH}{HFV}$$

donde:

* **TOTPPAD** = potencia total en la lista de oferta de disponibilidad térmica y nuclear, más la potencia hidráulica correspondiente al despacho de la energía hidroeléctrica disponible.

* **HFV** = cantidad de horas fuera del valle.

El resto del parque despachado cobrará la PPAD al precio máximo estacional que corresponda.

En los programas de despacho, la falla se modelará como máquinas adicionales (máquina falla) que cubren la generación faltante al costo asignado a la falla, representado a través del CENS y el SPRF.

Para la programación estacional, en los programas OSCAR y MARGO la falla se modelará como escalones de distinta profundidad, expresados por el porcentaje de la demanda que no se podrá abastecer por falta de generación y su costo asociado.

Para cada uno de estos niveles de falla, el precio correspondiente de la energía se obtiene sumando al mayor costo marginal del combustible del sistema (la máquina más cara) el sobreprecio por riesgo de falla (SPRF) correspondiente al escalón.

ANEXO 7: INFORME ESTACIONAL

El informe con la propuesta de precio estacional a aplicar a los Distribuidores, deberá incluir como mínimo:

a) Requerimientos de la demanda: pronósticos de energía y potencia y crecimiento esperado por Distribuidor y total;

b) Características de la oferta: programa de mantenimiento, indisponibilidad forzada prevista, indisponibilidad total, pronósticos de aportes hidroeléctricos;

c) Previsión de abastecimiento de la demanda: generación por tipo y por empresa, consumo de combustibles, evolución del nivel de los grandes embalses, evolución semanal del riesgo de falla;

d) Precio de la Energía: evolución semanal prevista del PM, evolución semanal de Mercados locales (áreas que resultan desvinculadas) y sus correspondientes PL, costo de la generación excluida, y precio medio total;

e) Precio de la Potencia: criterio acordado para determinación de la reserva fría necesaria, evolución semanal del precio de la PPAD en función del sobreprecio por riesgo de falla y de la potencia en reserva;

f) Estudios de flujos de carga y factores de nodo estacionales que resultan, y factores de adaptación;

g) Para cada Distribuidor precio de la energía por periodo tarifario y cargo fijo por potencia;

h) Calidad de servicio acordada (banda para regulación);

i) Curva de reserva estratégica requerida en los grandes embalses que definirá la necesidad de aplicar restricciones a la demanda;

j) Listado de los contratos del Mercado a Término, tanto de abastecimiento como de reserva fría;

k) Previsión de intercambio con otros países;

l) Previsión de compra/venta de Autogeneradores.

ANEXO 8: INFORME MENSUAL

El OED analizará los resultados mensuales de la operación identificando los apartamientos significativos observados respecto de la programación con que se definió el precio a Distribuidores, junto con sus consecuencias sobre el resultado económico del Sistema así como los posibles motivos de estas diferencias. En ese informe se indicarán las observaciones realizadas por las empresas y/o el OED, adjuntadas en el informe inicial para el cálculo del precio del periodo, que estén relacionados con los apartamientos que se registraron.

Se señalará la evolución de:

* precios de generación (PM, PL y medio total),

* precio de la PPAD,

* sobreprecios por riesgo de falla,

* nivel de reserva en los grandes embalses,

* disponibilidad del parque,

* demanda por empresa y total.

Se indicará el apartamiento que resulta entre la recaudación de los Compradores y la remuneración a los Vendedores.

ANEXO 9 : BASE DE DATOS SEMANAL

La información a suministrar consistirá en los datos para la semana siguiente y una estimación aproximada para la semana subsiguiente:

a) **Distribuidores y Grandes Usuarios:** demandas previstas para días típicos (lunes, hábil, sábado, domingo, feriados).

b) **Generadores Hidráulicos:** nivel previsto en los grandes embalses al finalizar la semana actual, pronósticos de aportes de los ríos para las centrales más importantes y oferta de energía prevista para las restantes, restricciones que afecten su despacho (caudal mínimo y máximo erogable, posibilidades de empuntamiento, etc.).

c) **Generadores Térmicos:** cuota de gas prevista con la Empresa abastecedora de gas, disponibilidad de otros combustibles (stock inicial más entregas programadas, con el precio previsto de no existir contratos). De no suministrarse información sobre disponibilidad de algún combustible, se la tomará de la base de datos estacional. Deberá informar además cualquier restricción que surja en las posibilidades de quemado de distintos tipo de combustible en las máquinas.
Para los precios de combustibles y flete, para las empresas con contratos declarados o precio estacional declarado, se considerarán válidos los aceptados en la programación estacional (valores declarados ajustados con un valor tope de referencia estacional). El OED definirá **Precios de Referencia Mensual**, que se calcularán como se indica en el Anexo 13. Las empresas sin precios declarados en la programación estacional, podrán declarar un precio mensual con los datos de la primera semana del mes, pero el OED no reconocerá valores superiores al tope dado por el correspondiente precio de referencia. Para aquellos Generadores que no declaren precios, se utilizará el precio de referencia del mes.

d) **Generadores en general:** disponibilidad prevista para sus equipos que representen una modificación respecto a lo supuesto en la programación estacional (modificaciones al mantenimiento programado estacional, solicitudes de mantenimiento correctivo semanal, tasa prevista de indisponibilidad forzada) y cualquier restricción en su capacidad de regulación (frecuencia, secundaria y de tensión).

e) **Empresas Transportistas:** disponibilidad programada para su equipamiento de transmisión, transformación y compensación, y restricciones de transmisión.

f) **Países Interconectados:** requerimientos de exportación, ofertas de energía y/o potencia y precio.

g) **Autogeneradores y Cogeneradores registrados:** previsión de intercambio de potencia, saldo neto de energía previsto, y precio de venta requerido.

h) **Empresas con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactiva:** (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) indisponibilidad prevista del equipamiento involucrado.

i) **Generadores y/o Transportistas:** cualquier restricción que afecte el despacho, así como los motivos de dicha restricción.

j) Cualquier modificación para el resto del período con respecto a los datos acordados para realizar la programación estacional (demandas, mantenimiento programado, pronósticos de aportes en los ríos u oferta hidroeléctrica, oferta de combustible, etc.).

ANEXO 10 : BASE DE DATOS DIARIA

La información a suministrar consistirá en los datos previstos para los días siguientes a despachar.

a) **Distribuidores y Grandes Usuarios:** previsión de demandas cada media hora para los días requeridos.

b) **Generadores Hidráulicos de pasada:** pronósticos de generación y/o potencia.

c) **Generadores Hidráulicos en general:** restricciones por requerimientos aguas abajo que afectan su despacho.

d) **Generadores Térmicos:** cualquier modificación en la cuota de gas y stock de combustible respecto a lo previsto en la programación semanal. Deberá informar además cualquier restricción que surja en las posibilidades de quemado de distintos tipo de combustibles en las máquinas. Se mantendrán los precios (combustibles y fletes) utilizados en la programación semanal y con ellos se realizará el despacho y se definirán los precios de la energía.

e) **Generadores en general:** todo cambio a considerar respecto a la PPAD informada vigente y a la capacidad de regulación primaria y secundaria y regulación de tensión.

f) **Transportistas:** cualquier modificación a las condiciones vigentes en el equipamiento de transmisión, transformación y compensación.

g) **Generadores y/o Transportistas:** cualquier restricción que afecte el despacho, así como los motivos de dicha restricción.

h) **Empresas con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactiva:** (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) cualquier modificación en su disponibilidad prevista en el equipamiento involucrado.

i) **Países Interconectados:** requerimientos de exportación, ofertas de energía y/o potencia y precio.

j) **Autogeneradores y Cogeneradores registrados:** previsión de intercambio de potencia, saldo neto de energía previsto, y precio de venta requerido.

ANEXO 11

INSTALACIONES INTEGRANTES DE LA RED DE TRANSPORTE

E.T.	TIPO	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	TRAFO (MVA)	LINEAS (km)	REACT. MVAR	OTROS
EZEIZA 500	3B 2I	1	2	lin. Henderson 1		313.		
		2	-	trafo T3 500/220/132	800.			
		2	-	trafo T3 132/13.2/13.2	250.			c.s.2x(125;-120) MVAr *
		3	-	trafo T2 500/220/132	800.			
		3	-	trafo T2 132/13.2/13.2	250.			c.s.2x(125;-120) MVAr *
		4	2	lin. Henderson 2		313.		
		5	-	trafo T1 500/220/132	800.			
		5	-	trafo T1 132/13.2/13.2	250.			c.s.2x(125;-120) MVAr *
		ac.bar	1	barra 5 Ezeiza-SEGBA				
		ac.bar	1	barra 6 Ezeiza-SEGBA				
ABASTO	2B 2I	1	2	lin. Olavarría		290.		
		ac.bar	1	barra 1 Abasto-SEGBA				
		ac.bar	1	barra 2 Abasto-SEGBA				
ALICURA 500	2B 1I	1	1	trafo 500/132	100.			
		2	1	trafo maq. 1				
		3	1	lin. Chocón		242.	150.	
		4	1	trafo maq. 2				
		5	1	trafo maq. 3				
		6	1	lin. P. del Aguila		80	150.	
		7	1	trafo maq. 4				
		ac.bar	1	------				
CHOCON OESTE 500	2B 1 1/2I	1	1.5	lin. Alicurá		(242.)		
		1	1.5	trafo 500/132	150.			
		2	1.5	lin. Ch Choel		270.		
		2	1.5	lin. PdA		170.		
		ac.bar	1.	barra 1 Chocón				
		ac.bar	1.	barra 2 Chocón				
CHOCON 500	4B 2I	1	1.	trafo 500/132	100.			
		2	2.	lin Puelches 1		304.		
		3	-	trafo maq. 1 y 2				
		4	-	trafo máq. 3 y 4				
		5	2.	lin. Puelches 2		304.		
		6	-	trafo máq. 5 y 6				
		ac.bar	1.	barra 1-3				
		ac.bar	1.	barra 2-4				
C.COSTA	2I	1	2	lin P.Banderita		27.		
P.BAND 500	1I	1	-	trafo maq 1 y 2				
		2	1	trafo 500/132	150.			
		3	1	lin. C.Costa		(27.)		

* C.S.: COMPENSADOR SINCRONICO

E.T.	TIPO	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	TRAFO (MVA)	LINEAS (km)	REACT. MVAR	OTROS
PUEL-CHES 500	4B 2I	1	2	lin. Henderson 1		421.	150.	
		2	2	lin. Henderson 2		421.	150.	
		3	1	autotrafo 500/132	100.			
		4	2	lin. Chocon 1		(304.)		
		5	2	lin. Chocon 2		(304.)		
		6	1	react. barra			150.	
		7	1	react. barra			150.	
		8	1	react. barra			150.	
		9	3	capac. serie 1				cap. s. 50.10/1027A MVAr *
		10	3	capac. serie 2				cap. s. 50.10/1027A MVAr *
		ac.bar	2					
HENDER-SON 500.	4B 2I	1	1	autotrafo. 500/220	200.			
		2	2	lin. Puelches 1		(421.)		
		3	2	lin. Puelches 2		(421.)		
		4	2	lin. Ezeiza 1		(313.)		
		5	2	lin. Ezeiza 2		(313.)		
		6	2	autotrafo. 500/132	100.			
		7	1	reactor 1 barra			150.	
		8	1	reactor 2 barra			150.	
		9	1	reactor 3 barra			150.	
		10	1	reactor 4 barra			150.	
		11	3	capac. serie 1				cap. s. 50.10/1027A MVAr *
		12	3	capac. serie 2				cap. s. 50.10/1027A MVAr *
		ac.bar	2					
OLAVA-RRIA 500	2B 1 1/2	1	2	lin. Bahía Blanca		255.		
		2	2	lin. Abasto		(290.)	150.	
		3	1	react. barra			150.	
		ac.bar	2	barra Olav.-ESEBA				
CHOELE 500	2B 1 1/2	1	2	lin. Chocón		(270.)	150.	
		2	2	lin. B. Blanca		345.	150.	
		3	2	autotrafo. 500/132	150.			
		4	1	reactor barra			150.	
BAHIA BLANCA 500	2B 1 1/2	1	2	lin. C.Choel		(345.)		
		2	2	lin. Olavarría		(255.)	150.	
		3	1	react. barra			150.	
		ac.bar	2	barra BB-ESEBA				
				TOTAL 500 kV	4.200	3.759	2.700	

* CAPS: CAPACITORES SERIE

E.T.	TIPO	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	TRAFO (MVA)	LINEAS (km)	REACT. MVAR	OTROS
BRACHO 500	2B 1 1/2	1	1.5	lin. Recreo		256	85.	
		1	1.5	trafo 1 500/132	300.		25.	
		2	2	trafo 2 500/132	300.		25.	
RECREO 500	2B 1 1/2	1	1.5	lin. Malvinas		266.	85.	
		1	1.5	trafo 500/132	150.		2x25	
		2	1.5	lin. Bracho		(256.)	85.	
		2	2.5	reactor barra			85.	
MALVIN. 500	2B 1 1/2	1	2.5	lin Recreo		(266.)	85.	
		1	1.5	trafo 500/132	300.		25+25.	
		2	1.5	lin. Almafuerte		105.		
		2	1.6	libre				
ALMAF. 500	2B 1 1/2	1	1.5	lin. R. Oeste		345.	120.	
		1	1.5	lin. C.N.E.		12.		
		2	2	trafo 1 500/132	150.		2x25	
		3	1.5	lin. Malv.		(105.)		
		3	1.5	trafo 2 500/132	150.		2x25	
RIO GDE 500	2B 2I	1	2	lin. G. Mendoza		407.	140.	Central bombeo 4x185 MW
		2	-	trafo máq. 1 y 2				
		3	2	lin. CNE		30.		
		4	-	trafo máq. 3 y 4				

G. RZR. 500	2B 1 1/2	1	1.5	lin. R.Gde.		(407.)	140.	
		1	1.5	trafo 1 500/132	300.		2x25	
		2	1.5	trafo 500/220	300.			
		2	1.5	trafo 2 500/132	300.		2x25	
R.OESTE 500	2B 1 1/2	1	2.5	lin. Almaf.		(345.)	120.	
		1	2.5	lin. G.Rodriguez		256.	70.	
		2	2.5	lin. S.Tomé		159.	50.	
		2	1.5	trafo T4 500/220	300.		2x25	
		3	1.5	trafo T3 500/132	300.		2x25	
		3	1.5	trafo T5 500/132	300.			
S.TOME 500	2B 1 1/2	1	1.5	lin. R.Oeste		(159.)	50.	
		1	2.5	lin. Romang		270.	80.	
		2	2	trafo 1 500/132	300.		25.	
		3	1.5	lin. S.Gde.		289.	50.	
		3	1.5	trafo 2 500/132	300.		25.	
ROMANG 500	2B 1 1/2	1	2.5	lin. S. Tomé		(270.)	80.	
		1	1.5	trafo 500/132	150.			
		2	1.5	reactor barra			80.	
		2	1.5	reactor barra			80.	
		3	3	lin. Resistencia		256.	80.	
RESIST 500	2B 1 1/2	1	2	trafo 500/132	300.			
		2	1.5	trafo 500/132	300.			
		2	2.5	lin. Romang		(256.)	80.	
C.ELIA 500	--	--	-	lin. G.Rodrig.		236.		
				TOTAL 500 kV	4.500.	2.887.	2.145.	

E.T.	TIPO	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	TRAFO (MVA)	LINEAS (km)	REACT. MVAR	OTROS
R.OESTE 220	2B 1I	1	1	lin. Ramallo 1		85.		
		2	1	trafo T1 220/132	150.		27.5	
		3	1	trafo T2 220/132	150.		27.5	
		4	1	lin. Ramallo 2		85.		
		5	1	trafo T4 500/220	(300.)		(2x25)	
		ac.bar	1	------				

ACINDAR 220	2B 1I	1	1	trafo 220/33				
		2	1	lin. 220		8.		
		3	1	lin. 220		8.		
		4	1	trafo 220/33				
		5	1	trafo 220/33				
		ac.bar	1	------				
RAMALLO 220	2B 1I	1	1	lin. R.Oeste 1		(85.)		
		2	1	lin. R.Oeste 2		(85.)		
		3	1	trafo 220/132	150.		27.5	
		4	1	lin. V. Lia 1		109.		
		5	1	lin V. Lia 2		109.		
		6	1	lin. S.N.S		6.		
		ac.bar	1	------				
V. LIA 220	2B 1I	1	1	lin. Ramallo 1		(109.)		
		2	1	lin. Ramallo 2		(109.)		
		3	1	lin. Atucha 1		26.		
		4	1	lin. Atucha 2		26.		
		5	1	lin. G. Rodriguez 1		61.		
		6	1	lin. G. Rodriguez 2		61.		
		7	1	trafo 220/132	150.			
		ac.bar	1	------				
ATUCHA 220	1B 1I	1	1	trafo 220/132	150.			
		2	1	lin. V. Lia 1		(26.)		
		3	1	lin. V. Lia 2		(26.)		
		4	1	trafo máq.				
G.MEND. 220	2B 1I	1	1	trafo 500/220	(300.)			
		2	1	lin. L. Reyunos		108.		
		3	1	lin. C. de Piedra		30.		
		ac.bar	1	------				
C.de PIEDRA 220.	2B 1I	1	1	lin. G.Mendoza		(30.)		
		2	1	lin. S. Juan		--		
		3	1	trafo 220/132	150.			
		4	1	trafo 220/132	150.			
		5	1	lin. A.del Toro		100.		
		ac.bar	1	------				

E.T.	TIPO	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	TRAFO (MVA)	LINEAS (km)	REACT. MVAR	OTROS
SAN JUAN 220	1B 1I	1	1	lin. C. de Piedra		172		
		2	1	Trafo 220/132	150			
AGUA DEL TORO 220	2B 1I	1	1	lin. C. de Piedra		(100.)		
		2	1	lin. Los Reyunos		43.		
		3	1	trafo máq. 1				
		4	1	trafo máq. 2				
		5	1	lin. Nihuil II		52.		
		ac.bar	1	------				
REYUNOS 220	2B 1I	1	1	lin. A. del Toro		(43.)		
		2	1	lin. G. Mendoza		(108.)		
		3	1	trafo máq. 1 y 2				
		ac.bar	1	------				
NIH. II	-	1	1	trafo 220/132	150.			
				TOTAL 220 kV	1350.	1.249.	1.325.	

E.T.	TIPO	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	TRAFO (MVA)	LINEAS (km)	REACT. MVAR	OTROS
EZEIZA 500	2B 2I	1	2	lin. Abasto 1		56.		
		2	2	lin. Abasto 2		56.		
		3	2	lin. Rodriguez 1		53.		
		4	2	lin. Rodriguez 2		53.		
		ac.bar	2	barras 1-2 Ezeiza-MID				
ABASTO 500	2B 2I	2	2	trafo T1 500/220				
		3	2	lin. Ezeiza 1		(56.)		
		4	2	trafo T2 500/220				
		5	2	lin. Ezeiza 2		(56.)		
		ac.bar	2	barras A-B Abasto-MID				
G.RODR. 500	2B 2I	1	2	lin. Ezeiza 1		(53.)		
		3	2	lin. Ezeiza 2		(53.)		
		5	2	lin. R. Oeste		(256.)	(50.)	
		6	2	lin. C. Elia		(236.)	70.	
				TOTAL 500 kV	0.	210.	70.	

E.T.	TIPO	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	TRAFO (MVA)	LINEAS (km)	REACT. MVAR	OTROS
G.RODR. 220	3B 1I	1	1	lin. V.Lia 1		(61.)		
		2	1	lin. V.Lia 2		(61.)		
				TOTAL 220 kV	--	0.	--	

E.T.	TIPO	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	TRAFO (MVA)	LINEAS (km)	REACT. MVAR	OTROS
OLAVARR 500	2B 1 1/2	1	3	autotrafo 500/132	300.			
		ac.bar	2	barra A-B Olav.-MIDR.				
BBLANCA 500	2B 1 1/2	1	1.5	trafo 500/132	150.			
		2	1.5	autotrafo 500/132	300.			
		ac.bar	2	barras A-B BBlanc-MID				
				TOTAL 500 kV	750.	0		

E.T.	TIPO	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	TRAFO (MVA)	LINEAS (km)	REACT. MVAR	OTROS
SGRANDE ARG. 500	2B 1 1/2	1	1.5	trafo máq. 1-2				
		1	1.5	lin. C.Elía		159.	50.	
		2	1.5	trafo máq. 3-4				
		2	1.5	trafo 500/132	150.		2x25	
		3	1.5	trafo máq. 5-6				
		3	1.5	lin. SGde.-Uruguay		4.		
		7	1.5	trafo máq. 13				
		7	1.5	lin. S.Tomé		(289.)	50.	
		8	1	reactor barra A			50.	
		9	1	reactor barra B			50.	
C.ELIA 500	2B 1 1/2	1	1.5	lin. S.Gde. Arg.		(159.)	50.	
		1	2.5	lin. G.Rodrig.		(236.)	50.	
		2	1.5	trafo 500/132	150.		2x25	
		2	1.5	lin. S.Javier (Urug.)		23.		
				TOTAL 500 kV	300.	186.	400.	

PUBLICACIONES DE DECRETOS Y RESOLUCIONES

De acuerdo con el Decreto Nº 15.209 del 21 de noviembre de 1959, en el Boletín Oficial de la República Argentina se publicarán en forma sintetizada los actos administrativos referentes a presupuestos, licitaciones y contrataciones, órdenes de pago, movimiento de personal subalterno (civil, militar y religioso), jubilaciones, retiros y pensiones, constitución y disolución de sociedades y asociaciones y aprobación de estatutos, acciones judiciales, legítimo abono, tierras fiscales, subsidios, donaciones, multas, becas, policía sanitaria animal y vegetal y remates.

RESOLUCIONES: Las Resoluciones de los Ministerios y Secretarías de Estado y de las Reparticiones sólo serán publicadas en el caso de que tuvieran interés general.

ANEXO 12 : AUTOGENERADORES Y COGENERADORES

1.— DEFINICIONES

Se considera autogenerador a aquel que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios.

2.— RECONOCIMIENTO Y REGISTRO

El autogenerador que desee convertirse en un agente reconocido del MEM deberá presentar su solicitud ante la S. E. E. Para ser aceptado su pedido, deberá cumplir con los siguientes requerimientos:

a) no tener como fin primordial la generación de energía eléctrica;

b) estar vinculado adecuadamente en un punto reconocido de entrada/salida del MEM;

c) contar con un medio de comunicaciones e intercambio de datos adecuado con el OED para el intercambio de información necesario para la programación, despacho, operación en tiempo real y cálculo de las transacciones económicas.

Los autogeneradores tendrán un tratamiento similar a los productores independientes, a partir de una potencia de 500 KW.

La permanencia mínima en el MEM de cualquier tipo de autogeneración será de dos años.

El OED confeccionará un registro de autogeneradores reconocidos y establecerá los mecanismos y medios para su incorporación a la coordinación de la operación del MEM.

3.— VINCULACION COMERCIAL CON EL MEM

El MEM estará obligado a comprar el excedente de energía de los autogeneradores reconocidos, siempre que sea técnicamente factible y comercialmente conveniente.

Los autogeneradores podrán establecer contratos de abastecimiento o de reserva fría en el Mercado a Término. En el contrato firmado por el autogenerador y su cliente, se establecerá una metodología que permita:

- cuantificar la entrega de energía mediante programas estacionales establecidos a la firma del contrato:
- acordar semanalmente la potencia máxima y mínima de entregas mensuales en horas pico, valle y horas restantes;
- acordar semanalmente los programas de entrega de energía ajustándose a las reglas y tiempos de la programación semanal;
- entregar a la red los excedentes de energía no programados, como consecuencia de variaciones de la demanda eléctrica propia, acordándolo con el OED en la programación semanal y/o diaria.

Toda transacción entre el autogenerador y sus clientes deberá ser comunicada al OED, según corresponda.

4.— CONTRATOS ENTRE AUTOGENERADORES Y EMPRESAS DEL MEM

Los contratos serán públicos, tendrán una duración mínima de 2 períodos estacionales y serán elaborados de acuerdo a lo indicado en el punto 3, con las siguientes particularidades:

a) El Autogenerador y su cliente podrán establecer libremente y de común acuerdo, las condiciones particulares del contrato, siempre que no ocasionen perjuicios a terceros.

b) Por la falta de cumplimiento de los programas acordados se podrán establecer cláusulas de compensación o penalización.

c) Los contratos deberán encuadrarse en lo establecido por las reglas del Mercado a Término, y serán administrados por el OED.

d) El autogenerador podrá respaldarse en el MEM para comprar faltantes o vender excedentes.

Los autogeneradores reconocidos, podrán intercambiar energía entre ellos, en la medida que establezcan contratos en el Mercado a Término.

5.— CONDICIONES DE ENTREGA DE LA ENERGIA ELECTRICA

La energía entregada a la red debe tener un cos fi cuyo valor esté comprendido entre 0,8 y 1, tanto para carga inductiva como capacitiva.

Para autogeneradores con centrales hidráulicas de agua fluyente y centrales de energía renovable no acumulable, toda energía excedente será obligatoriamente absorbida por el MEM, pagada al precio que resulte, salvo que técnicamente no sea posible tomarla.

Las centrales térmicas autogeneradoras para la entrega de excedentes deberán seguir las mismas directivas que el OED establezca para las demás centrales, a los efectos del Despacho de Cargas óptimo.

6.— CONDICIONES TECNICAS

6.1. INSTRUCCIONES COMPLEMENTARIAS

El Ente Regulador Nacional podrá dictar instrucciones complementarias para lograr:

- un correcto funcionamiento de las instalaciones y evitar la transferencia de averías a la red;
- una eficiente explotación y medición, y si es preciso la instalación de equipos de telemando o teleseñalización;
- la normalización de equipos e instalaciones.

6.2. AUTOGENERADORES EN PARALELO CON LA RED PUBLICA

Los generadores sincrónicos deberán estar equipados con sistemas de regulación y sincronización aprobados por el Ente Regulador Nacional.

Los generadores asincrónicos deberán estar provistos de equipos que suministren la energía reactiva necesaria para que el cos fi de la energía suministrada oscile entre 1 y 0,85 en atraso.

6.3. SISTEMAS DE DESCONEXION AUTOMATICA

Las instalaciones de los autogeneradores deberán estar equipadas de sistemas de desconexión automática que permitan minimizar los efectos perturbadores que puedan producirse en la red por la instalación del autoproductor, tales como:

- oscilaciones de la tensión de +/- 7% con relación a la tensión nominal.
- oscilaciones de frecuencia de +/- 5% de la frecuencia nominal.

7.— OTRAS DISPOSICIONES

Los titulares de las centrales de autogeneración están obligados a facilitar al OED las siguientes informaciones:

- Potencia instalada en grupos generadores.
- Cambios relevantes que se produzcan en la configuración de sus equipos.
- Datos requeridos para la programación estacional donde quede establecido si actuará como aportante o demandante neto.
- Datos requeridos para la programación semanal y diaria y el despacho.

ANEXO 13: PRECIOS DE REFERENCIA Y PRECIOS TOPE

Antes del 01/07/92 la SEE definirá la metodología a emplear para el cálculo de los precios de referencia y precios tope.

Los **Precios tope y de referencia para combustibles** se fijarán de acuerdo a la época del año, los precios en el Mercado internacional, los precios establecidos en los contratos y los precios medios del área donde se ubica el Generador. El precio tope definirá el precio máximo reconocido, o sea que un Generador que declare un precio superior a este valor el OED lo ajustará automáticamente limitándolo al máximo definido. El precio de referencia será el utilizado para los Generadores que no cuenten con contratos ni declaren un precio requerido.

Hasta el 30/06/92 se considerará como precios de combustibles para la programación y el despacho:

a) para la CNEA, los precios para combustibles nucleares que informe dicha empresa;

b) para las Centrales con contratos de combustible declarados en el MEM, los precios convenidos en los mismos;

c) para el resto de los Generadores, a los precios de combustibles que definirá la SEE.

Los **Precios de referencia de fletes** se calcularán de acuerdo a la ubicación geográfica de cada central, el combustible involucrado y el tipo de transporte a utilizar. Hasta el 30/6/92 se mantendrán los factores de flete actualmente en uso en los modelos para la programación y el despacho.

Los Generadores que establezcan contratos de Combustibles o Fletes, deberán declararlos en el MEM. A su vez, los Generadores sin contratos podrán declarar un precio estacional o mensual. Los precios informados por las empresas que superen los precios máximos calculados, no serán aceptados y serán reemplazados por el OED por el correspondiente máximo, considerado el valor tope admisible para la programación, el despacho y el cálculo de precio de la energía.

El costo marginal de cada máquina se calculará con el precio de combustible más el flete que resulte de ajustar el valor declarado con los precios tope correspondiente.

Para la programación estacional se utilizarán los precios declarados por las empresas, limitados con el Precio Máximo Estacional. Para las empresas que no declaren precios, se utilizará el precio de referencia estacional.

Para la programación semanal se calculará un precio medio resultado de valorizar el combustible entregado en la semana y valorizar el stock (combustible almacenado).

ANEXO 14: COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA

El OED y los Generadores del MEM encararán un estudio entre para analizar:

- las condiciones requeridas para hacer paradas diarias y/o semanales con máquinas de base;
- Costo de arranque y parada para máquinas turbovapor convencionales y nucleares para salidas por ciclado diario o semanal y para salidas prolongadas (más de 48 horas).

El mismo deberá ser presentado antes del 1/7/92 a la SEE para su análisis. En base a ello la SEE definirá antes del 1/8/92:

- las posibilidades de cada máquina turbovapor del parque de realizar paradas en caliente;
- el tratamiento de las máquinas forzadas en el despacho por restricciones propias en sus posibilidades de arranque y parada (precio al que será remunerada su energía);
- la remuneración a aplicar a los rearranques solicitados por el OED de máquinas turbovapor y nucleares (costo de arranque y parada).

Hasta el 31/7/92, el cálculo del Costo de arranque y parada (CAP) de turbinas de vapor y centrales nucleares se expresará en dólares como:

$$CAP = A \cdot FRC \cdot I \cdot P \cdot C / 8760\ h$$

donde:

- **A** = porcentaje de la inversión total afectada al envejecimiento por el proceso de arranque y parada.
- **FRC** = factor de recuperación del capital.
- **I** = inversión unitaria actualizada de la unidad considerada (U$S/KW).
- **P** = potencia en KW de la unidad considerada.
- **C** = tiempo en horas de funcionamiento equivalente al arranque-parada.

El factor de recuperación del capital se calcula como:

$$FRC = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

donde:

* **n** = vida media útil en años.
* **i** = tasas de interes anual.

Para la aplicación del presente régimen se adopta:

a) Para Centrales Nucleares -
con n = 30 años, i = 0,08, resulta FRC = 0,08883;
I = 1800 U$S/KW
A = 0,34

b) Para Grupos Turbovapor =
con n = 35 años, i = 0,08, resulta FRC = 0,0858; I = 1170 U$S/KW para instalar una central de 20 MW, considerándose que por cada incremento de 10MW en la potencia instalada la inversión unitaria disminuye en 10 U$S/KW.
A = 0,2519

El factor C se define de acuerdo a la duración de la parada, o sea el tiempo transcurrido desde que se produjo la salida de servicio del generador hasta el momento en que el OED solicitó su retorno al Servicio.

* **C** = 1 hr para una parada de hasta 12 hrs.
* **C** = 30 hrs para una parada de más de 12 hrs y hasta 48 hrs.
* **C** = 130 hrs para una parada de más de 48 hrs.

Por cada parada no programada de una máquina, o sea que no es solicitada por el OED ni corresponde a una salida por mantenimiento programado o correctivo en días u horas no hábiles, se descontará al Generador una suma correspondiente al costo de arranque de una máquina turbovapor sustitutiva de módulo equivalente. Sin embargo, si la máquina entrara nuevamente en servicio dentro de las 48 horas, este descuento no se hará efectivo.

ANEXO 15: LISTA DE MERITO PARA LAS OFERTAS DE RESERVA FRIA

Para las semanas definidas "sin riesgo", el OED recibirá las ofertas de reserva fría por parte de las máquinas de punta. El OED podrá rechazar ofertas, ya sea por precios por encima del máximo estacional o por motivos técnicos que deberá justificar debidamente. En estos casos, el OED informará al Generador correspondiente el motivo del rechazo. Aquellas máquinas que hayan fallado en su compromiso de reserva 3 veces en el transcurso de 60 días quedarán automáticamente *excluidas de participar en el concurso de reserva fría durante los siguientes 6 meses.*

1. — LISTA DE MERITO SEMANAL

Las máquinas que respondan a la convocatoria de constituir reserva fría y que no sean rechazadas por el OED se ordenarán en una lista de mérito para la semana.

Para ello se agruparán de acuerdo a su comportamiento registrado como reserva fría: máquinas en las que no ha surgido falla en su compromiso ofertado de reserva, máquinas que han fallado una vez al ser requerida su entrada estando en reserva, máquinas que han fallado dos veces, y así sucesivamente.

Dentro de cada grupo, las máquinas se ordenarán de acuerdo a dos criterios.

En primer lugar, se ordenarán de menor a mayor según el precio visto desde el Mercado, o sea el precio ofertado afectado por los factores nodales (FN y FA), para tener en cuenta su ubicación geográfica y la calidad de su vinculación con el centro de carga. Si para dos o más máquinas resulta el mismo precio ajustado, se ubicarán primero las de menor precio ofertado. Si aun así quedan dos o más máquinas con igual precio, se les asignará la misma posición. De este ordenamiento se tiene para cada máquina su posición en la lista de precios (índice IP_i).

Luego se realizará otra lista ordenada según tiempos ofertados crecientes para considerar la calidad de respuesta ofertada, considerándose el tiempo de respuesta como la suma del tiempo de sincronismo más el tiempo para llegar a la carga ofertada. Si para dos o más máquinas resulta el mismo tiempo, se ordenará según precio ofertado creciente. Si aun así dos o más máquinas resultan con igual tiempo y precio, se les asignará la misma posición. De este ordenamiento se obtiene para cada máquina su posición en esta lista de tiempo de respuesta (índice IT_i).

Para definir la lista de mérito dentro del grupo, se calculará un índice ponderado de la posición en que quedó cada máquina de acuerdo a los dos criterios considerados.

$$II_i = (IP_i * KP + IT_i * KT) / (KP + KT)$$

donde **KP y KT** son las constantes de ponderación del criterio considerado. En una primera etapa se define KP igual a 4 y KT igual a 1.

Dentro de cada grupo se ordenarán las máquinas según índice ponderado creciente. Si dos o más máquinas resultan con igual índice, se las ordenará según precio ajustado creciente. De resultar aun así dos o más máquinas en igual condición se las ordenará según tiempos ofertados creciente.

La lista de mérito semanal se obtendrá ubicando primero la lista ordenada del primer grupo (las máquinas sin falla registrada en su compromiso de reserva), luego el segundo grupo ordenado (máquinas con una falla al estar en reserva y requerirse su entrada en servicio), y así sucesivamente agregando los grupos ordenados de acuerdo a las fallas registradas.

2. — LISTA DE MERITO DIARIA

En el predespacho diario se confeccionará una lista de mérito del día partiendo de la lista semanal y eliminando las máquinas que:

* hayan resultado despachadas en la programación diaria;
* estén indisponibles;
* hayan informado junto con los datos para la programación diaria el retiro de su compromiso ofertado como reserva

Las ofertas aceptadas se definirán comenzando por la primera máquina de la lista y continuando con las siguientes hasta totalizar la potencia requerida o no quedar más máquinas en la lista. De este modo quedará definido dentro de la lista de mérito diaria el conjunto de "máquinas aceptadas" y el precio de corte dado por el mayor precio ofertado dentro de las máquinas aceptadas.

Todas las máquinas aceptadas cobrarán por PPAD el día correspondiente, salvo que queden indisponibles o fallen al requerirse su entrada en servicio. En el redespacho no se podrán eliminar máquinas en reserva del grupo de aceptadas pero sí agregar nuevas. En este caso, se irán agregando en el orden indicado por la lista de mérito diaria pasando del grupo de "no aceptadas" al de "aceptadas".

Por otra parte el precio de la PPAD que resulta definido en el predespacho representará una garantía del mínimo a cobrar en la operación real. En los redespachos, el precio de la PPAD no podrá disminuir aunque sí aumentar con el agregado de nuevas máquinas aceptadas.

ANEXO 16: UTILIZACION DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EXISTENTE POR NUEVOS GENERADORES

Para obtener la **autorización de ingreso al MEM** por parte de un nuevo agente se requiere demostrar la factibilidad de acceder físicamente el Mercado. Hasta que se establezcan las concesiones de transporte, el procedimiento será el siguiente:

1. — Presentar a la SEE una nota solicitando la autorización de ingreso al MEM (con una adecuada descripción del proyecto, eventuales cartas de intención de contratos de abastecimiento, fecha prevista de entrada en servicio, etc.). Se adjuntará un informe demostrando la factibilidad de colocar la energía producida en el Mercado. Las Empresas del MEM y el OED deberán suministrar toda la información requerida para la realización de los estudios necesarios. El informe deberá contener como mínimo:

a) Estudios eléctricos para analizar la potencia transportadora en cada vínculo y verificar que se mantiene por debajo de la potencia máxima permitida, establecida por el OED en base a los criterios de operación vigentes, y que los sobrecostos que introducen las limitaciones de transporte en el sistema, por ENS y redespacho, no justifican el agregado de ningún equipamiento adicional.

b) Características técnicas completas de las instalaciones de Generación.

c) Diseño básico del equipamiento de conexión, así como cualquier otro equipamiento adicional que se deba instalar en la Red de Transporte.

Estos elementos constituyen el **Estudio de Factibilidad de Conexión**, que podrá realizar por sí o solicitar su realización a su cargo por parte del OED y/o las Empresas de Transporte.

2. — La SEE hará pública la presentación del solicitante a través del Boletín Oficial para conocimiento de otros agentes involucrados y/o interesados en utilizar la capacidad de transporte remanente. Simultáneamente enviará el estudio de factibilidad al OED y a las Empresas de Transporte para que emitan sus opiniones técnicas.

3. — De presentarse, en un plazo de 10 días corridos a partir de la publicación, otros proyectos alternativos que resultaran competitivos respecto de la capacidad de transporte disponible y que cumplan con lo indicado en el punto 1, la SEE optará por el proyecto de mayor relación potencia máxima del emprendimiento - tiempo de entrada en servicio.

4. — De presentarse objeciones u oposiciones al proyecto, se derivarán para su resolución en instancia única al ENR. Provisoriamente, hasta el establecimiento del ENR, estas situaciones serán dirimidas por la SEE.

5. — La autorización de ingreso al MEM que emita la SEE implica la aprobación del equipamiento mínimo requerido para su efectivización, a instalar por el Generador o a través de las Empresas de Transporte, y constituye "**Reserva de la capacidad de transporte**". Para mantener dicha reserva, se deberán abonar los cargos fijos de transporte del sistema existente, considerándose a esos fines que el Generador está en servicio a partir de una fecha anticipada 12 meses a la de entrada en servicio comprometida en el proyecto aprobado por la S. E. E. La falta de pago en término del **Derecho de Reserva de la Capacidad de Transporte** significa su cancelación.

6. — Transcurridos 30 días de la fecha de entrada en servicio comprometida para un proyecto de generación autorizado sin haberse incorporado su producción al MEM, la SEE cancelará la autorización de ingreso al MEM. El interesado podrá realizar una nueva presentación, que seguirá el procedimiento indicado en los puntos anteriores.

7. — Los pedidos de autorización quedarán aprobados automáticamente 60 días después de cumplido el punto 1 en ausencia de respuesta fehaciente de la SEE. La autorización de ingreso de nuevos Generadores al Sistema será informado públicamente por la SEE a través del Boletín Oficial.

AVISOS OFICIALES
NUEVOS

MINISTERIO DE SALUD Y ACCION SOCIAL

LOTERIA NACIONAL

SOCIEDAD DEL ESTADO

Resolución Nº 344

Bs. As., 7/5/92

VISTO la Resolución Nº 485 del 31 de agosto de 1990; y

CONSIDERANDO:

Que por la misma se aprobó el Reglamento para la Adjudicación y Explotación de Permisos Precarios y Agencias Oficiales de Juego.

Que por expediente Nº 376.062/91 se propicia incorporar a dicho reglamento un artículo tendiente a ampliar las facultades que tiene asignadas el Cuerpo de Inspectores de esta Sociedad del Estado.

Que por ello resulta oportuno dotar a los Inspectores de esta Sociedad de medios que permitan agilizar su gestión frente a la verificación de irregularidades que se detecten en las agencias de juego.

Que la Gerencia de Asuntos Jurídicos mediante dictamen Nº 601/91 se expidió sobre el particular, recogiéndose en este acto su criterio.

Que la presente se dicta conforme a las facultades otorgadas a la suscripta por el Decreto Nº 598/90.

Por ello,

LA PRESIDENTE DEL DIRECTORIO DE
LOTERIA NACIONAL SOCIEDAD DEL ESTADO
RESUELVE:

ARTICULO 1º — Incorpórase en el Título IX, Inspecciones, de la Resolución Nº 485/90, el artículo 41 Bis, que quedará redactado de la siguiente forma:

"Facúltase al Cuerpo de Inspectores de Lotería Nacional Sociedad del Estado a que cuando verifiquen la existencia de irregularidades reglamentarias graves, procedan a la suspensión preventiva del agente oficial y/o permisionario. Dicha medida deberá comunicarse a la Subgerencia de Sumarios dentro del perentorio término de 72 horas, a contar desde la fecha de suspensión, para que ésta, conforme al artículo 43, inc. 2º, aconseje ratificar o no la medida".

ARTICULO 2º — Por la SECRETARIA GENERAL publíquese en el Boletín Oficial y en Orden del Día y efectúense las comunicaciones que correspondan. Cumplido, archívese. — MERCEDES OCAMPO DE ALLIATI — PRESIDENTE. — C. P. N. JUAN CARLOS SANCHEZ — VICE-PRESIDENTE.

e. 13/5 Nº 1135 v. 15/5/92

AVISOS OFICIALES
ANTERIORES

MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA

Bs. As., 30/3/92

Se comunica que, han dejado de tener provisoriamente efectos legales los títulos de los empréstitos Bonos Externos 1984 de uSs. 375 Nos. 12.020.018 y 12.133.970; de uSs. 1.875 Nos. 13.001.525, 13.002.839, 13.003.063, 13.005.884, 13.013.713, 13.014.397, 13.015.751, 13.017.658, 13.017.903, 13.019.818, 13.019.901, 13.020.524, 13.021.527, 13.023.580, 13.025.507, 13.026.310/311, 13.027.909, 13.028.145, 13.029.212, 13.032.191, 13.032.972, 13.033.020, 13.033.069, 13.033.221, 13.034.038, 13.042.482/483, 13.043.004, 13.045.124, 13.046.743, 13.047.228, 13.053.931, 13.062.132, 13.064.928, 13.066.528/529, 13.066.948, 13.067.217, 13.067.796, 13.073.348, 13.074.139, 13.074.912, 13.076.921, 13.077.195/196, 13.078.683, 13.078.994/997, 13.079.531, 13.082.212, 13.082.248/250, 13.088.023/024, 13.088.070, 13.088.112, 13.088.245 y 13.088.366/367 y de uSs. 3.750 Nos. 14.007.253/255, 14.009.422/423, 14.010.211, 14.011.777/778, 14.013.537, 14.013.989/991, 14.014.510, 14.014.964, 14.015.327, 14.015.749, 14.016.387, 14.017.408, 14.021.067, 14.021.581/582, 14.022.802, 14.023.303/306 y 14.023.989, con cupón Nº 15 y siguientes adheridos y de Bonos Externos 1987 de u$s. 75 Nos. 5.028.933/934, 5.042.880/881; de uSs. 375 Nº 5.504.574; de uSs. 750 Nos. 6.013.170, 6.043.877/878, 6.050.441 y 6.051.279 y de uSs. 7.500 Nos. 8.301.778, 8.302.889, 8.303.418/420, 8.318.168/173, 8.318.228, 8.318.229/232, 8.318.838/839, 8.319.376, 8.322.149, 8.327.738, 8.328.102/103, 8.328.135, con cupón Nº 9 y siguientes adheridos, F. O. de u$s. 3.750 Nos. 7.719.690/691, 7.733.658/662, 7.751.501 y 7.751.503 de Bonos Externos 1987. — MARIA DEL C. SANTERVAS, JEFE DE LA DIVISION CONTROL DE PAGOS DE LA DEUDA PUBLICA.

e. 21/4 Nº 8786 v. 20/5/92

BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA

Bs. As., 22/1/92

Han dejado de tener efectos legales los títulos de *Bonos Externos* 1984 de u$s. 50 Nos. 10.030.449 y 10.032.987; u$s. 250 Nº 11.011.407; u$s. 500 Nos. 12.110.536, 12.124.286, 12.138.755 y 12.156.357; u$s. 2.500 Nº 13.048.331 y de u$s. 5.000 Nos. 14.023.837 y 14.026.712, con cupón Nº 14 y siguientes adheridos, Esc. Roberto H. Walsh, Bs. As. 29/10/91. — MARIA DEL C. SANTERVAS, JEFE DE LA DIVISION CONTROL DE PAGOS DE LA DEUDA PUBLICA.

e. 24/4 Nº 9651 v. 26/5/92

BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA

Bs. As., 27/4/92

Han dejado de tener efectos legales los cupones Nº 14 de u$s. 14,12 Nos. 10.007.954, 10.010.692, 10.037.430 y 10.041.340; de u$s. 141,20 Nos. 12.021.692/693 y de u$s 706 Nos. 13.025.010 y 13.029.216, de Bonos Externos 1984. — MARIA DEL C. SANTERVAS, JEFE DE LA DIVISION CONTROL DE PAGOS DE LA DEUDA PUBLICA.

e. 7/5 Nº 3271 v. 9/6/92

SECRETARIA DE INGRESOS PUBLICOS

DIRECCION GENERAL IMPOSITIVA

Resolución Nº 2/92 (Región Nº 1)

Notificación por edictos. Instrucción General Nº 240/92 (DPNR). Procedimiento modificación Instrucción General Nº 232/91 (DPNR).

Bs. As., 29/4/92

VISTO el Capítulo II de la Resolución General Nº 3423; el punto 4 de la Instrucción General 240/92; el punto I, 2 de la Instrucción General 242/92 (DPNR) y lo previsto en el artículo 100 in fine de la Ley Nº 11.683 (t. o. en 1978 y sus modif.); y

CONSIDERANDO:

Que resulta necesario notificar, mediante la publicación de edictos, a los contribuyentes a incorporar al sistema integrado de control dispuesto por Resolución General Nº 3423, en los casos en que no existe domicilio legal o no se conociera el domicilio real, conforme lo previsto por la Instrucción General 240/92 (DPNR), y conforme aconsejan criterios de uniformidad y economía, corresponde establecer el procedimiento a seguir por las dependencias operativas; y de acuerdo con la elevación efectuada por los Jefes de las Agencias Nros. 8 y 9 de la Dirección General Impositiva, de esta Región.

Por ello y de acuerdo a las facultades otorgadas por los artículos 9º y 10 de la Ley Nº 11.683 (t. o. en 1978 y sus modificaciones) y punto I 2 de la Instrucción General 242/92.

EL JEFE DE LA REGION Nº 1
DE LA DIRECCION GENERAL IMPOSITIVA
DISPONE:

ARTICULO 1º — Ordenar la publicación edictal del texto y la nómina de contribuyentes que se citan a continuación:

La Dirección General Impositiva hace saber a los contribuyentes y/o responsables que más abajo se mencionan, que quedan incorporados al Sistema Integrado de Control General reglado por el Capítulo II de la Resolución General Nº 3423.

La incorporación surtirá efectos después de transcurridos cinco (5) días desde la última publicación.

Publíquese por cinco (5) días en el Boletín Oficial.

FORTALEZA COOPERATIVA DE SEGUROS LTDA.	30-50005925-3	Agencia Nº 8
SAICOR S. A. I. C. Y. R.	30-50933796-5	Agencia Nº 8
IBARBIA Y LARRALDE SOC. DE HECHO	30-51201810-2	Agencia Nº 8
WELTON S. A. C. I. F. I. Y A.	30-52342516-8	Agencia Nº 8
COTILLON PAZ S. A.	30-53876331-0	Agencia Nº 8
PROVING OIL S. A. I. C.	30-54064436-1	Agencia Nº 8
CARBONAC OLD TOWN S. A. C. I. F. I. A.	30-54184138-1	Agencia Nº 8
RESTAURANT PUEYRREDON S. R. L.	30-55971058-6	Agencia Nº 8
UNCOYEN S. A.	30-56024201-4	Agencia Nº 8
H STRATTNER S. R. L.	30-56407343-8	Agencia Nº 8
LUNMAR MAVIERA S. A. C.	30-58411672-9	Agencia Nº 8
M. HULLER S. R. L.	30-59412100-3	Agencia Nº 8
UIS NAN S. A.	30-60548087-6	Agencia Nº 8
CELPA S. R. L.	30-61082100-2	Agencia Nº 8
TEXTIL ALGARROBO S. A.	30-61731088-7	Agencia Nº 8
TUBACER S. A.	30-62002101-2	Agencia Nº 8
HASEN S. R. L.	30-63110898-5	Agencia Nº 8
TRADECORP SISTEMAS S. R. L.	30-63293694-6	Agencia Nº 8
JONACH ARGENTINA S. A. I. C. F. I.	33-50245527-9	Agencia Nº 8
EL POLECO S. R. L.	33-50932717-9	Agencia Nº 8
PARAMOLD S. A.	33-52123117-9	Agencia Nº 8
CEMENTOS NOA S. A.	30-57021911-8	Agencia Nº 8
ERCHLESS S. A.	30-59192879-8	Agencia Nº 8
PARODI Y BERRA S. A. EN FORMACION	30-62377180-2	Agencia Nº 8
PABLO ELOY DONNET S. A.	30-53845762-7	Agencia Nº 8
MOORE HERMANOS S. A. C. I. F. I. Y A.	30-54413733-2	Agencia Nº 8
GALAS COLOR S. R. L.	30-58916382-2	Agencia Nº 8
FERNANDEZ JOSE	20-01241711-0	Agencia Nº 9
REYNAL WILLIAM	20-04073681-7	Agencia Nº 9
PAKRADUNIAN CARLOS A.	20-05071447-1	Agencia Nº 9
VIECCA LUCIANO	20-15249551-0	Agencia Nº 9
CARDINI MARIA	27-00356123-8	Agencia Nº 9
TURISUR S. R. L.	30-50694947-1	Agencia Nº 9
ECLIPSE ARGENTINA S. R. L.	30-51698566-2	Agencia Nº 9
GERMAN LOPEZ Y CIA. S. C. A.	30-51730266-6	Agencia Nº 9
CEMENTERA PATAGONICA SAIMA	30-51888026-4	Agencia Nº 9
CABAÑAS Y TAMBOS SANTA ANA	30-52302369-3	Agencia Nº 9
MIDA S. A. C. I. F. I.	30-52343878-2	Agencia Nº 9
ALPAMACO S. R. L.	30-53039217-8	Agencia Nº 9
ARTUNITA A. I. F.	30-53400987-5	Agencia Nº 9
ITUZAINGO CIA. FINANC. S. A.	30-53699987-2	Agencia Nº 9
PLATERIA GOYA S. A. I. C. I. F.	30-53766500-5	Agencia Nº 9
DAWSON S. A. I. C. I.	30-54052453-6	Agencia Nº 9
TRANSCEREAL S. R. L.	30-54716399-7	Agencia Nº 9
LA HIDALGUIA S. C. A.	30-54717484-0	Agencia Nº 9
TABACALERA DEL PLATA S. A. C. I. F.	30-54888290-3	Agencia Nº 9
TEXTIL VILLA MAIPU S. R. L.	30-55138028-5	Agencia Nº 9
LAGUNA DEL MONTE S. A.	30-55153261-1	Agencia Nº 9
EAST S. R. L.	30-55760111-9	Agencia Nº 9
ESTANCIA RIO NOGALES S. A.	30-56829233-9	Agencia Nº 9

SARTANA S. A.	30-57071435-6	Agencia Nº 9
RURAL LUCAS S. A.	30-57647975-8	Agencia Nº 9
ELECTRONOR S. A. EM. FORM.	30-58038288-2	Agencia Nº 9
SALADO CEREALES S. A.	30-58080418-3	Agencia Nº 9
CO. INC. EN FORM. AMTOTE DE LA AM. DEL SUR	30-58200971-2	Agencia Nº 9
LIMETAS S. A. CIA. COM. Y FIN.	30-58573015-3	Agencia Nº 9
INVERAGRO S. A.	30-58579211-6	Agencia Nº 9
EL SALADO S. A,.	30-59488471-6	Agencia Nº 9
MASSENZANA Y GLEIZER S. A.	30-59702261-8	Agencia Nº 9
ESE EMPRESA DE SERV. Y F.	30-60177409-3	Agencia Nº 9
ATAYEL S. A.	30-60266242-6	Agencia Nº 9
TRINACHIA S. A.	30-60275219-0	Agencia Nº 9
VENQUIN S. A.	30-60517470-8	Agencia Nº 9
GUADO S. A.	30-60527167-3	Agencia Nº 9
EMP. MARIT. Y NAV. EPSILON S. A.	30-60725172-6	Agencia Nº 9
LAGUNA DEL FORTIN S. A.	30-61345502-3	Agencia Nº 9
WENSLER S. A.	30-61404021-8	Agencia Nº 9
BANCAL S. A.	30-61405925-3	Agencia Nº 9
AUTOMOTORES FLORES S. R. L.	30-61605004-0	Agencia Nº 9
MENENDEZ MERCEDES DE Y ALVAR.	30-61701115-4	Agencia Nº 9
VALAGO S. A.	30-61965162-2	Agencia Nº 9
FRIGORIFICO MUINO	30-63206281-4	Agencia Nº 9
INVERSORA DOS MUÑECOS S. A.	30-63597611-6	Agencia Nº 9
TELAS PLASTICAS S. A.	33-54078323-9	Agencia Nº 9
S. A. CORRENTOSO DEL VALLE	33-56986350-9	Agencia Nº 9
DEVIPA S. A.	33-58477324-9	Agencia Nº 9
S. R. L. ITAOZA IMPORTADORA	33-59856029-9	Agencia Nº 9
PRESUPUESTO S. A.	33-61284834-9	Agencia Nº 9

ARTICULO 2º — Remítase copia de la presente al Departamento Secretaría General para su publicación y a la Subdirección General de Operaciones para su conocimiento. — Cont. Púb. ANGEL JOSE ZUCCOLI — JEFE REGION Nº 1.

e. 11/5 Nº 1121 v. 15/5/92

DIRECCION GENERAL IMPOSITIVA

Bs. As., 27/4/92

VISTO el artículo 7º del Capítulo I de la Resolución General Nº 3423, y lo previsto en el Artículo 100 in fine de la Ley 11.683 (t. o. en 1978 y sus modificaciones), y:

CONSIDERANDO:

Que resulta necesario ratificar, mediante la publicación de edictos a los contribuyentes a incorporar al sistema de control dispuesto por Resolución General Nº 3423 en los casos que no existe domicilio legal o no se conociere el domicilio real y teniendo en cuenta criterios de uniformidad y economía, corresponde establecer el procedimiento a seguir por las Dependencias operativas; de acuerdo con la elevación efectuada por los Jefes Interinos de las Agencias Nº 2 y 15 de fecha 30/3/92.

Por ello, y en virtud a las facultades otorgadas por los Artículos Nº 9 y 10 de la Ley 11.683 (t. o. en 1978 y sus modificaciones).

EL JEFE DE LA REGION Nº 6 DE LA
DIRECCION GENERAL IMPOSITIVA
RESUELVE:

ARTICULO 1º — Ordenar la publicación edicial del texto y la nómina de contribuyentes que se citan a continuación:

La Dirección General Impositiva hace saber a los contribuyentes y/o responsables que más abajo se mencionan, que quedan incorporados al sistema integrado de control especial reglado por el Capítulo II de la R. G. 3423.

La incorporación surtirá efectos despues de transcurridos cinco (5) dias desde la última publicación.

Publíquese por cinco días.

DENOMINACION	C.U.I.T.	DEPENDENCIA
VARDE ROSARIO CEPEDA DE VARDE HAYDEE MARIA	33-55089708-9	AGENCIA 2
MASFRI S R L	30-61728842-3	AGENCIA 2
RUFFA PASCUAL MARIO	20-08362960-7	AGENCIA 2
ROXER S A	30-62764669-7	AGENCIA 2
KOHUSA S R L	33-50518692-9	AGENCIA 2
DI LELLO RICARDO JUAN	20-00414476-8	AGENCIA 2
NOGUEL S A	30-55590523-4	AGENCIA 2
PROTEN FUEGUINA S A	30-59659802-8	AGENCIA 2
FEMYP S R L	30-61332755-6	AGENCIA 2
VILLAVERDE JOSE BENITO CELSO	30-15231120-7	AGENCIA 2
INDUSTRIA GRAFICA ARGENTINA S A C I F	30-50034123-4	AGENCIA 2
JORGE A ZOPPI Y CIA S R L	30-61497135-1	AGENCIA 2
LIESA S A C I I F C A	30-54017478-0	AGENCIA 2
RALAR S C A	30-51653734-1	AGENCIA 2
FLEISMAN Y YACUBOWSKI	30-50465318-4	AGENCIA 2
RUBIN HECTOR ANIBAL	20-04537577-4	AGENCIA 2
ELLERYS S A	30-50404487-0	AGENCIA 2
GHIXA S A E F	30-61685804-8	AGENCIA 2
GRIFERIA B H B S A	30-57021232-6	AGENCIA 2
TOD S A	30-60423724-2	AGENCIA 2
CASA OSCAR S A E F	30-61025851-0	AGENCIA 2
MARINUCCI ALCIDES OMAR	20-04286551-7	AGENCIA 2
DI ZINNO DISTRIBUIDORA	30-53800190-9	AGENCIA 2
OXFORD TEXTIL S A	30-62932923-0	AGENCIA 2
JUVENTA S A C I F I	33-50505067-9	AGENCIA 2
WANDAWA S A C I F	30-54768796-1	AGENCIA 2
LEON PODGAERZKY S A C A F	30-56858530-1	AGENCIA 2
TINTORERIA IND. ULTRAMAR S A C	30-51981145-2	AGENCIA 2
IND PUBLICITARIA ITAL ART S A	30-52097607-4	AGENCIA 2
DESIMAR S A C I A	30-54166019-0	AGENCIA 2
GEBCO S A	30-55233358-2	AGENCIA 2
FRANCISCO MOREIRA DE MOURA Y CIA S H	30-56868524-1	AGENCIA 2
VINISOL S A C I F I EN FORMACION	30-56991653-0	AGENCIA 2

DENOMINACION	C.U.I.T.	DEPENDENCIA
ORT BARQ S A	30-57043674-7	AGENCIA 2
VAYRO S A	30-57371047-5	AGENCIA 2
MARIO A. LASPINA S A	30-58006661-1	AGENCIA 2
HUMAITA 1878 S A	30-58012714-9	AGENCIA 2
S R L PLASTICOS CAMILLO E HIJOS	30-58508709-9	AGENCIA 2
INST. TERMOQUIMICO ARG. I y C S A	30-53683155-6	AGENCIA 2
TALLERES IND. MARTINO Y HNOS Y CIA S A	30-52134579-5	AGENCIA 2
EDFAN S R L	30-61075696-0	AGENCIA 2
MICROAGRO S R L EN FORMACION	30-61366934-1	AGENCIA 2
COOPERATIVA DEL VIDRIO NEUTRO LIMITADA	30-62775618-2	AGENCIA 2
PATRI JOSE ANTONIO	20-11644369-5	AGENCIA 2
FRIGERI S.A.	30-60716853-5	AGENCIA 2
ALPEKA S.A.	30-60912602-3	AGENCIA 2
TEXNOR S.A.	30-60954893-9	AGENCIA 2
RIWO S.R.L.	30-61725621-1	AGENCIA 2
PROSEGUIR S.R.L.	33-62033794-9	AGENCIA 2
POINCARE S.A.C.I.F.I.	30-51949718-9	AGENCIA 2
PONCE Y CIA. S.R.L.	30-50351622-1	AGENCIA 2
TOMASELLO ANTONIO	20-00405626-5	AGENCIA 2
GARCIA ALFREDO RICARDO	20-07704594-6	AGENCIA 2
MISUKA S.A.	33-60270207-9	AGENCIA 2
COCH S R L	30-52334368-4	AGENCIA 2
ELECTRONICA A C S S.A.	30-61574414-6	AGENCIA 2
MERCURIO CARMELO	20-15233392-8	AGENCIA 15
FONTANA, RAUL Y FONTANA, ETHEL	30-52288825-3	AGENCIA 15
CUSMICH JUAN	20-15249988-5	AGENCIA 15
FADELSA S.A.	30-58160567-2	AGENCIA 15
DO CAMPO JULIO	20-04576717-6	AGENCIA 15
GAS AUTO S.R.L.	30-62797531-3	AGENCIA 15
AGUSTI S.A.	33-52570630-9	AGENCIA 15

ARTICULO 2º — Remítase copia de la presente al Departamento Secretaría General para su publicación y a la Subdirección General de Operaciones para su conocimiento. — BELTRAMONE MARIA ADRIANA - JEFE REGION Nº 6 - JUEZ ADMINISTRATIVO.

e. 11/5 Nº 1122 v. 15/5/92

DIRECCION GENERAL IMPOSITIVA

Comodoro Rivadavia, 24/4/92

VISTO el artículo 7º del Capítulo I de la Resolución General 3423, el punto 4 de la Instrucción General 240/92; el punto 1.2 de la Instrucción General 242/92 (DPNR) y lo previsto en el artículo 100 in fine de la ley 11.683 (t. o. en 1978 y sus modificaciones) y

CONSIDERANDO:

Que resulta necesario ratificar, mediante la publicación de edictos, a los contribuyentes a incorporar al sistema de control dispuesto por Resolución General Nº 3423, en los casos en que no existe domicilio legal o no se conociere el domicilio real, conforme lo previsto por la Instrucción General 240/92 (DPNR), y conforme aconsejan criterios de uniformidad y economía, corresponde establecer el procedimiento a seguir por las dependencias operativas; y de acuerdo con la elevación efectuada por el Jefe Int. de la División Recaudación de la D.G.I. Región Comodoro Rivadavia con fecha 24.04.92.

Por ello y de acuerdo a las facultades otorgadas por los artículos 9º y 10º de la ley 11.683 (t. o. en 1978 y sus modificaciones) y punto 1.2 de la Instrucción General 242/92.

EL JEFE DE LA REGION COMODORO RIVADAVIA DE LA
DIRECCION GENERAL IMPOSITIVA
RESUELVE:

Artículo 1º — Ordenar la publicación edicial del texto y la nómina de contribuyentes que se citan a continuación:

"La Dirección General Impositiva hace saber a los contribuyentes y/o responsables que más abajo se mencionan, que quedan incorporados al Sistema Integrado de Control General reglado por el Capítulo I de la Resolución General Nº 3423.

La incorporación surtirá efecto después de transcurridos cinco (5) días desde la última publicación".

Publíquese por cinco (5) días en el Boletín Oficial.

Sede de Región:

DEMBOVSKY, Luis David	20.04037956.9
PARENTI, Luis Angel	20.04226821.7
MAI, Federico Enrique	20.04357878.3
DE JUANE, Alberto	20.04562823.0
POZZI, Juan Carlos	20.05319996.9
TREVISAN, Mario Héctor	20.07327263.8
VIVIERS, Gerardo Luis	20.07818583.0
BERSAIS, Rene Abel Omar	20.07819960.2
PERALDI, Rubén Carlos	20.10507532.5
GRASSANI, Daniel Emilio	20.14290573.7
SILVESTRE, Antonio José	20.15201611.6
RABANAL, Juan Manuel	20.15235908.0
VILLAR, Rubén Darío	20.92012044.0
MACLOAD OYARZUN, Jorge Edgardo Arnold	20.92544128.8
PERALTA, Avelino	23.03543666.9
COLLAZO, Jorge Alberto	23.04222922.9
SUCESION KASAKEVICH, Jaime	23.10800772.9
KRISTIAAN, Jacobo Juan	23.15259313.9
SEJFERT, Miriam Elizabeth Alaniz	27.12593004.8
VIAL DEL SUR PETROLERA Y CONSTRUCTORA SA	30.50182884.6
DI CARLO VAZQUEZ Y CIA S.C. e I.C.	30.50375244.8
CO.MI.PA S.A. CIA. MINERA PATAGONICA C.I.Y.F.	30.50413959.6
ESTANCIA EL CANTAO SOCIEDAD CIVIL GANADERA ANDERSO	30.51117676.6
LENCINA, Nora Bazán de y Gladys Lencina de Vera	30.52268151.9

Sede de Región:

ESTANCIA EL CHACAY de Nogal José Juan y Massoni N.	30.56669363.8
METALURGICA DI CARLO S.R.L.	30.58321645.2
COMERCIAL CHUBUT SOCIEDAD RESPONSABILIDAD LIMITADA	30.58843082.7
CALVO, Juan y Franco Edelmiro J.	30.60150734.6
METALURGICA PATAGONICA SOCIEDAD ANONIMA COMERCIAL	30.61368626.2
TECNOBRAS S.R.L.	30.61573411.6
CONSTRUCTEC SOCIEDAD ANONIMA	30.61621455.8
ORGANIZACION ANAHUAC SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	30.62364296.4
INDUMENTARIA EL BAGUAL SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	30.62539278.7
MAR DEL CHUBUT SOCIEDAD ANONIMA	30.62971566.1

Art. 2º — Remítase copia de la presente al Departamento Secretaría General para su publicación y a la Subdirección General de Operaciones para su conocimiento. — C. P. MANUEL JOAQUIN BERTOLOTTI, JEFE REGION COMODORO RIVADAVIA.

e. 11/5 Nº 1123 v. 15/5/92

DIRECCION GENERAL IMPOSITIVA

Comodoro Rivadavia, 24/4/92

VISTO el artículo 7º del Capítulo I de la Resolución General 3423, el punto 4 de la Instrucción General 240/92; el punto 1.2 de la Instrucción General 242/92 (DPNR) y lo previsto en el artículo 100 in fine de la ley 11.683 (t. o. en 1978 y sus modificaciones) y

CONSIDERANDO:

Que resulta necesario ratificar, mediante la publicación de edictos, a los contribuyentes a incorporar al sistema de control dispuesto por Resolución General Nº 3423, en los casos en que no existe domicilio legal o no se conociere el domicilio real, conforme lo previsto por la Instrucción General 240/92, y conforme aconsejan criterios de uniformidad y economía, corresponde establecer el procedimiento a seguir por las dependencias operativas; y de acuerdo con la elevación efectuada por el Jefe Int. de la División Recaudación de la D.G.I. Región Comodoro Rivadavia con fecha 24.04.92.

Por ello y de acuerdo a las facultades otorgadas por los artículos 9º y 10º de la ley 11.683 (t. o. en 1978 y sus modificaciones) y punto 1.2 de la Instrucción General 242/92.

EL JEFE DE LA REGION COMODORO RIVADAVIA DE LA DIRECCION GENERAL IMPOSITIVA
RESUELVE:

Artículo 1º — Ordenar la publicación edicial del texto y la nómina de contribuyentes que se citan a continuación:

La Dirección General Impositiva hace saber a los contribuyentes y/o responsables que más abajo se mencionan, que quedan incorporados al Sistema Integrado de Control Especial reglado por el Capítulo II de la Resolución General Nº 3423.

La incorporación surtirá efecto después de transcurridos cinco (5) días desde la última publicación.

Publíquese por cinco (5) días en el Boletín Oficial.

Sede de Región:

PARENTI, Luis Angel	20.04226821.7
MAI, Federico Enrique	20.04357878.3
GONZALEZ, Bernardo Nicanor	20.05031546.1
COSTANZO, Alesio	20.07308678.8
TREVISAN, Mario Héctor	20.07327263.8
GRASSANI, Daniel Emilio	20.14290573.7
DOMIZZI, Guido	20.15202869.6
RABANAL, Juan Manuel	20.15235908.0
FERNANDEZ, Francisco	20.15248698.8
PERALTA, Avelino	23.03543666.9
PEREZ, Rodolfo Alberto	23.04334295.9
CO.MI.PA S.A. CIA. MINERA PATAGONICA C.I.Y.F.	30.50413959.6
ESTANCIA EL CHACAY de Nogal José Juan y Massoni N.	30.56669363.8
CALVO, Juan C. y Franco Edelmiro J.	30.60150734.6
MAR DEL CHUBUT SOCIEDAD ANONIMA	30.62971566.1
SUR MADERAS S.R.L. IMPORTADORA Y EXPORTADORA	30.61373226.4
DORREGO S.R.L.	30.61371916.0
METALURGICA PATAGONICA SOCIEDAD ANONIMA COMERCIAL	30.61368626.2
TRANSPORTES LARREGUY DE LARREGUY Sergio L. y LARREGUY	30.63607176.1

Art. 2º — Remítase copia de la presente al Departamento Secretaría General para su publicación y a la Subdirección General de Operaciones para su conocimiento. — C. P. MANUEL JOAQUIN BERTOLOTTI, JEFE REGION COMODORO RIVADAVIA.

e. 11/5 Nº 1124 v. 15/5/92

MINISTERIO DE TRABAJO Y SEGURIDAD SOCIAL

ADMINISTRACION NACIONAL DE LA SEGURIDAD SOCIAL

Ref. Nota Nº 07/92 SAT

Bs. As., 27/4/92

Subgerencia de Accidentes de Trabajo cita por el término de DIEZ (10) días a las personas que tengan derecho a percibir indemnizaciones de la Ley 9688 de acuerdo a la nómina que se detalla. Concurrir a Hipólito Yrigoyen 1447 - 4º piso - Capital Federal.

AGUILAR, Jorge
GONZALEZ, Antonio René
IBARRA, León
IGLESIAS, José Gerardo
MERCURI, Luis Eduardo
MONGES, Francisco
ROMERO, Ramón

Sra. LUCINDA A. R. de PERALTA - A CARGO DEL DPTO. GESTION Y VERIFICACION DE PAGO.

e. 4/5 Nº 1057 v. 15/5/92

TRIBUNAL DE CUENTAS DE LA NACION

El TRIBUNAL DE CUENTAS DE LA NACION cita y emplaza por VEINTE (20) días a Carlos Enrique BARBOSA para que presente descargo, ofrezca pruebas y constituya domicilio en el juicio de responsabilidad nº 1329-90/91 bajo apercibimiento legal. Hágase saber al interesado que el monto del daño determinado queda sujeto a los reajustes previstos por la ley 23.928 e intereses estatuidos por el artículo 135 de la ley de contabilidad. Publíquese por TRES (3) días.

e. 12/5 Nº 1132 v. 14/5/92